Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale,, n. 171 del 23 luglio 2008 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Mercoledì, 23 luglio 2008** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 179

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni ARG/elt 61/08; ARG/elt 62/08; ARG/elt 63/08; ARG/elt 65/08; ARG/elt 66/08; ARG/elt 68/08; ARG/elt 70/08; ARG/elt 74/08; ARG/elt 77/08; ARG/elt 78/08; ARG/elt 79/08; ARG/elt 80/08; GOP 35/08; ARG/gas 83/08; ARG/gas 84/08; ARG/elt 85/08; ARG/elt 86/08.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

SOMMARIO

DELIBERAZIONE 20 maggio 2008. — *Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrco in materia di integrazioni tariffarie erogate a titolo di acconto alla Società elettrica liparese S.r.l.* (Deliberazione ARG/elt 61/08) .... *Pag.* 5

DELIBERAZIONE 20 maggio 2008. — *Disposizioni in materia di erogazione dell'ammontare di perequazione specifica aziendale per gli anni 2005, 2006 e 2007 di cui alla deliberazione n. 96/04.* (Deliberazione ARG/elt 62/08) .... » 9

DELIBERAZIONE 20 maggio 2008. — *Integrazione delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 aprile 2008 ARG/elt 47/08, in materia di regimi tariffari speciali.* (Deliberazione ARG/elt 63/08) .... » 12

DELIBERAZIONE 21 maggio 2008. — *Disposizioni urgenti per la determinazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'anno 2005.* (Deliberazione ARG/elt 65/08) .... » 15

DELIBERAZIONE 27 maggio 2008. — *Rinvio del termine per il versamento del corrispettivo tariffario specifico Cts da parte dei clienti alimentati in media tensione serviti da imprese distributrici di minore dimensione.* (Deliberazione ARG/elt 66/08) .... » 22

DELIBERAZIONE 28 maggio 2008. — *Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, ai fini della revisione delle modalità di intervento di Terna nel mercato del giorno prima in caso di insufficienza di offerta nonché ai fini della definizione del Valore dell'Energia Non Fornita (VENF) in caso di applicazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE).* (Deliberazione ARG/elt 68/08) .... » 24

DELIBERAZIONE 29 maggio 2008. — *Decorrenza dei termini per l'attuazione della Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ai sensi della deliberazione 19 luglio 2006, n. 152/06, nei confronti dei clienti finali non domestici del mercato libero alimentati in bassa tensione.* (Deliberazione ARG/elt 70/08) .... » 33

DELIBERAZIONE 3 giugno 2008. — *Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP).* (Deliberazione ARG/elt 74/08) .... » 36

DELIBERAZIONE 11 giugno 2008. — *Criteri per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE.* (Deliberazione ARG/elt 77/08) .... » 52

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 17 giugno 2008. — *Disposizioni in materia di perequazione per gli anni 2005, 2006 e 2007 e differimento dei termini relativi alla verifica del vincolo V1 per l'anno 2007.* (Deliberazione ARG/elt 78/08)........ *Pag.* 60

DELIBERAZIONE 20 giugno 2008. — *Modifiche ed integrazioni all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 giugno 2007, n. 144/07 in materia di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.* (Deliberazione ARG/elt 79/08)........ » 66

DELIBERAZIONE 23 giugno 2008. — *Obblighi di natura informativa per gli esercenti i servizi di pubblica utilità nel settore energetico. Definizione di un protocollo informatico unificato per la trasmissione di dati e documenti. Creazione di un elenco pubblico degli esercenti recante dati essenziali ai fini dell'informazione di utenti e consumatori.* (Deliberazione GOP 35/08)........ » 77

DELIBERAZIONE 24 giugno 2008. — *Modificazioni e integrazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 16 giugno 2006, n. 113/06, in materia di riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.* (Deliberazione ARG/elt 80/08)........ » 83

DELIBERAZIONE 27 giugno 2008. — *Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2008 delle tariffe di fornitura dei gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata.* (Deliberazione ARG/gas 83/08)........ » 85

DELIBERAZIONE 27 giugno 2008. — *Condizioni economiche di fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela: aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2008. Disposizioni relative alla disciplina del fondo a copertura degli oneri derivanti dall'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza (FGUI), di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08.* (Deliberazione ARG/gas 84/08)........ » 86

DELIBERAZIONE 27 giugno 2008. — *Aggiornamento per il terzo trimestre 2008 (1º luglio-30 settembre) delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela.* (Deliberazione ARG/elt 85/08)........ » 89

DELIBERAZIONE 27 giugno 2008. — *Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2008 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Integrazioni al Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011.* (Deliberazione ARG/elt 86/08)........ » 100

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 20 maggio 2008.

Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico in materia di integrazioni tariffarie erogate a titolo di acconto alla Società elettrica liparese S.r.l. (Deliberazione ARG/elt 61/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 20 maggio 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 26 luglio 2000, n. 132/00 (di seguito: deliberazione n. 132/00);
- la deliberazione dell'Autorità 4 ottobre 2000, n. 182/00;
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2002, n. 115/02, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2005, n. 254/05;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 288/05;
- la deliberazione dell'Autorità 20 aprile 2006, n. 85/06;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2006, n. 179/06 (di seguito: deliberazione n. 179/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, ARG/elt 20/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 20/08);
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, VIS 6/08;
- il provvedimento del Comitato interministeriale prezzi 13 gennaio 1987, n. 2/1987.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Viste:

- le comunicazione della Società Elettrica Liparese s.n.c. (di seguito: SEL) del 10 dicembre 2007 (prot. Autorità n. 33336 del 18 dicembre 2007), 27 dicembre 2007 (prot. Autorità n. 34060 del 28 dicembre 2007), 21 gennaio 2008 (prot. Autorità n. 1732 del 22 gennaio 2008, 28 gennaio 2008 (prot. Autorità n. 2374 del 29 gennaio 2008), 28 gennaio 2008 (prot. Autorità n. 3691 dell'11 febbraio 2008), 4 febbraio 2008 (prot. Autorità n. 3692 del 11 febbraio 2008), 5 febbraio 2008 (prot. Autorità n. 3865 del 5 febbraio 2008), 14 febbraio 2008 (prot. Autorità n. 5802 del 28 febbraio 2008), 25 febbraio 2008 (prot. Autorità n. 5801 del 28 febbraio 2008), 25 febbraio 2008 (prot. Autorità n. 5977 del 29 febbraio 2008), 5 marzo 2008 (prot Autorità n. 7106 del 11 marzo 2008) 14 marzo 2008 (prot. Autorità n. 8353 del 25 marzo 2008), 19 marzo 2008 (prot. Autorità n. 8289 del 21 marzo 2008), 2 aprile 2008 (prot. Autorità n. 10400 del 9 aprile 2008), 10 aprile 2008 (prot. Autorità n. 11011 del 15 aprile 2008), 15 aprile 2008 (prot. Autorità n. 11625 del 21 aprile 2008);
- le comunicazioni del Sindaco di Lipari 1 aprile 2008 (prot. Autorità n. 9857 del 4 aprile 2008), 10 aprile 2008 (prot. Autorità n. 11000 del 15 aprile 2008);
- le comunicazioni della Direzione Tariffe dell'Autorità 14 febbraio 2007, prot. generale EF/M07/662/aa-ao; 29 gennaio 2008, prot. generale DTRF/dir/ef 2412; 29 febbraio 2008, prot generale DTRF/ppf/ef 5897; 12 marzo 2008, prot. generale DTRF/ppf/ef 7216; 31 marzo 2008, prot. generale DTRF/ppf/ao 9090; 22 aprile 2008, prot. generale DTRF/ppf/ef 11776; 24 aprile 2008, prot. generale DTRF/ppf/ao 12124;
- la "Relazione di verifica ispettiva svolta ai sensi della deliberazione n. 87/07 nei confronti della Società elettrica liparese S.r.l. il 5 e 6 giugno 2007";
- la Memoria recante osservazioni e proposte della Società elettrica liparese nel procedimento avviato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la deliberazione ARG/elt 20/08, prodotta e depositata in occasione dell'audizione finale convocata dall'Autorità in data 4 aprile 2008.

Considerato che:

- l'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91 prevede che il Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), su proposta della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa), stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: imprese elettriche minori), l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tra i compiti trasferiti all'Autorità vi è quello di determinare ai sensi dell'articolo 7, comma 3, della legge n. 10/91, le integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel;
- ai sensi dell'articolo 7, comma 4, della citata legge n. 10/91, l'integrazione erogata a titolo di acconto può essere modificata qualora intervengano variazioni nei costi dei combustibili e/o del personale che modifichino in modo significativo i costi di esercizio per l'anno in corso rispetto al bilancio dell'anno precedente;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- l'integrazione tariffaria attualmente erogata alla SEL a titolo di acconto, è stata fissata a partire dalle aliquote definitive di integrazione dell'anno 2003, approvate con deliberazione n. 179/06;
- le deliberazioni n. 288/05 e n. 85/06 hanno introdotto un meccanismo di indicizzazione delle aliquote di integrazione tariffaria erogate a titolo di acconto, funzione dell'andamento del prezzo del gasolio, combustibile utilizzato dalla SEL per la produzione di energia elettrica;
- la SEL nel mese di dicembre 2007 e nei primi mesi del 2008 ha segnalato una situazione di grave difficoltà finanziaria, da questa attribuita al non adeguato allineamento delle integrazioni tariffarie riconosciute a titolo di acconto rispetto alla dinamica dei costi di combustibile
- in relazione alle segnalazioni di SEL, con deliberazione ARG/elt 20/08, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a valutare l'opportunità di un adeguamento dell'aliquota di integrazione tariffaria erogata a titolo di acconto alla medesima SEL.

Considerato che:

- la documentazione fornita da SEL ha fornito evidenza di condizioni di criticità nell'equilibrio finanziario della società medesima, evidenziatesi nel corso dell'anno 2007;
- la copertura dei costi di produzione di SEL è garantita, nel vigente sistema, in parte dall'applicazione delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica fissate dall'Autorità e in parte dalle integrazioni tariffarie;
- la dinamica dei prezzi del gasolio evidenziata dalle rilevazioni del Ministero delle Attività Produttive, nell'anno 2007e nei primi mesi del 2008, è risultata superiore a quella registrata nel medesimo periodo dalle componenti delle condizioni economiche di vendita fissate dall'Autorità a copertura dei costi di produzione e dispacciamento dell'energia elettrica;
- la documentazione fornita da SEL ha fornito evidenza della presenza nel 2007 e nei primi mesi 2008 di un rilevante differenziale tra i costi effettivamente sostenuti dalla medesima SEL per l'approvvigionamento del combustibile e i ricavi a copertura di tale costi garantiti dalla specifica quota parte di integrazione tariffaria d'acconto nonché dalle pertinenti componenti tariffarie e condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica fissate dall'Autorità
- le informazioni a disposizione dell'Autorità evidenziano problematiche che appaiono specifiche della SEL e che, ad una prima analisi, potrebbero risultare non completamente indipendenti da scelte economico-gestionali della società stessa, ed in primo luogo un andamento del costo del combustibile sostenuto da SEL non completamente in linea con le dinamiche di prezzo rilevate dal Ministero delle Attività Produttive;
- in riferimento a tale rilievo la medesima SEL ha osservato come "…i rifornimenti (di combustibile) possano essere effettuati soltanto dalla società (…*omissis*…), unica compagnia petrolifera che dispone di una nave cisterna per il trasporto del combustibile";
- in relazione alle problematiche specifiche di SEL nell'approvvigionamento del combustibile, la Direzione tariffe dell'Autorità sta conducendo opportuni approfondimenti.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Ritenuto:

- opportuno disporre a favore di SEL un'erogazione straordinaria a titolo di acconto e salvo conguaglio, integrativa rispetto alle erogazioni di acconto per l'anno 2007, per compensare il differenziale evidenziatosi tra i costi effettivamente sostenuti dalla medesima SEL per l'approvvigionamento del combustibile e i ricavi a copertura di tale costi garantiti dalla specifica quota parte di integrazione tariffaria d'acconto nonché dalle pertinenti componenti tariffarie e delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica fissate dall'Autorità;
- opportuno maggiorare, a partire dall'1 gennaio 2008, l'aliquota di acconto dell'integrazione tariffaria riconosciuta a SEL, relativamente alla quota parte a copertura dei costi di combustibile, dimensionando tale maggiorazione in funzione del differenziale evidenziatosi nel corso del 2007, sopra richiamato;
- rinviare alla fase istruttoria, di competenza della Cassa ai sensi della legge n. 10/91, la valutazione circa la riconoscibilità dei costi effettivamente sostenuti da SEL

DELIBERA

1. di dare mandato alla Cassa affinché provveda ad erogare alla SEL, a titolo di acconto straordinario e salvo conguaglio, a valere sull'integrazione tariffaria erogata in acconto relativamente all'anno 2007, l'importo di euro 912.000 (novecentododicimila/00);
2. di modificare, a valere dall'1 gennaio 2008, l'aliquota unitaria erogata a titolo di acconto dell'integrazione tariffaria spettante alla SEL, con riferimento alla quota parte relativa ai maggiori costi di acquisto del combustibile utilizzato per la produzione di energia elettrica, incrementandola di 2,86 centesimi di €/kWh venduto;
3. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it);
4. di notificare il presente provvedimento mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento alla Società elettrica liparese S.n.c. e al Comune di Lipari;
5. di trasmettere la presente deliberazione alla Cassa.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge n. 481/95, può essere proposto ricorso dinanzi al competente Tribunale Amministrativo Regionale, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica dello stesso.

Milano, 20 maggio 2008

Il presidente: Ortis

08A04894

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 20 maggio 2008.

Disposizioni in materia di erogazione dell'ammontare di perequazione specifica aziendale per gli anni 2005, 2006 e 2007 di cui alla deliberazione n. 96/04. (Deliberazione ARG/elt 62/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 20 maggio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2003, n. 164/03;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 (di seguito: Testo integrato) come successivamente modificato, e in particolare l'articolo 49;
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04 (di seguito: deliberazione n. 96/04);
- l'Allegato A alla deliberazione n. 96/04 recante "Modalità applicative del regime di perequazione specifico aziendale di cui all'articolo 49 del Testo Integrato";
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 135/04
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2004, n. 242/04;
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2005, n. 115/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 202/05;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2005, n. 285/05;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 202/06;
- la deliberazione dell'Autorità 25 settembre 2006, n. 203/06;
- la deliberazione dell'Autorità 15 febbraio 2007, n. 30/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 aprile 2007 n. 95/07;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007 n. 109/07 (di seguito: deliberazione n. 109/07);
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2007 n. 136/07;
- la deliberazione dell'Autorità 6 luglio 2007 n. 168/07 (di seguito: deliberazione n. 168/07);
- il documento per la consultazione 14 settembre 2007, n. 37/07, recante "Aggiornamento annuale del fattore di correzione CSA, di cui all'articolo 49 dell'Allegato A alla deliberazione n. 5/04" ;
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007, n. 316/07
- la deliberazione dell'Autorità 4 febbraio 2008, ARG/elt 8/08;
- la deliberazione dell'Autorità 25 febbraio 2008, ARG/elt 21/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 21/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008 ARG/elt 54/08.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Considerato che:

- il regime di perequazione specifico aziendale garantisce la copertura degli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari non coperti dai meccanismi di perequazione generale;
- sono state chiuse le partite relative ai meccanismi di perequazione generale, relativamente al servizio di distribuzione, per l'anno 2004;
- i termini per la definizione dei saldi dei meccanismi di perequazione generale per gli anni 2005 e 2006 sono stati sospesi con deliberazione n. 168/07;
- la componente UC3 è stata fissata tenendo conto delle spettanze relative al regime di perequazione specifica aziendale per gli anni 2005, 2006 e 2007;
- la deliberazione ARG/elt 21/08 già dispone che l'importo liquidato dalla Cassa in ottemperanza dell'articolo 2 della deliberazione n. 109/07, venga trattenuto dalla società Azienda Energetica S.p.A. Etschwerke AG a titolo di anticipazione, salvo conguaglio, di quanto spettante alla società, quale perequazione specifica aziendale per il periodo di regolazione 2004-2007.

Ritenuto opportuno:

- disporre che, a titolo di anticipazione, e salvo conguaglio, la Cassa corrisponda, alle imprese distributrici per le quali l'Autorità ha fissato il fattore *Csa* per l'anno 2004, gli importi relativi alla perequazione specifica aziendale per gli anni 2005, 2006 e 2007 sulla base dei *Csa* approvati per l'anno 2004, fatto salvo quanto disposto ai sensi della deliberazione ARG/elt 21/08;
- disporre che tali importi vengano determinati ciascuno nella misura dell'80% dell'importo determinato con deliberazione dell'Autorità a titolo di perequazione specifica aziendale per l'anno 2004;
- disporre che, a titolo di anticipazione, e salvo conguaglio, la Cassa corrisponda, alle imprese distributrici per le quali il fattore *Csa* per l'anno 2004 verrà fissato con deliberazione successiva alla pubblicazione della presente, gli importi relativi alla perequazione specifica aziendale per gli anni 2005, 2006 e 2007 sulla base dei *Csa* approvati per l'anno 2004 entro 90 giorni dalla fissazione del *Csa*;
- disporre che tali importi vengano determinati ciascuno nella misura dell'80% dell'importo determinato con deliberazione dell'Autorità a titolo di perequazione specifica aziendale per l'anno 2004

DELIBERA

1. di disporre che, a titolo di acconto e salvo conguaglio, la Cassa versi alle imprese beneficiarie della perequazione specifica aziendale, entro il 30 giugno 2008, gli importi spettanti per gli anni 2005, 2006 e 2007, pari ciascuno all'80% dell'ammontare liquidato per l'anno 2004, fatto salvo quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 21/08;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

2. di disporre che, a titolo di acconto e salvo conguaglio, la Cassa versi alle imprese distributrici beneficiarie di perequazione di specifica aziendale per le quali la fissazione del fattore *Csa* per l'anno 2004 avvenga con deliberazione successiva alla presente, entro 90 giorni dalla pubblicazione di tale deliberazione sul sito dell'Autorità, gli importi spettanti per gli anni 2005, 2006 e 2007, pari ciascuno all'80% dell'ammontare liquidato per l'anno 2004;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento ed entra in vigore dal giorno della sua prima pubblicazione.

Milano, 20 maggio 2008

Il presidente: Ortis

08A04895

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DECRETI, DELIBERE E ORDINANZE MINISTERIALI

DELIBERAZIONE 20 maggio 2008.

Integrazione delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 aprile 2008 ARG/elt 47/08, in materia di regimi tariffari speciali. (Deliberazione ARG/elt 63/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 20 maggio 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 28 ottobre 2002, n. 238, di conversione in legge del decreto legge 4 settembre 2002, n. 193;
- la legge 17 aprile 2003, n. 83, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 (di seguito: legge n. 83/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 14 maggio 2005 n. 80, di conversione con modifiche del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (di seguito: legge n. 80/05);
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, recante conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73/07 (di seguito: legge n. 125/07);
- il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730 (di seguito: DPR n. 730/63);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, 26 gennaio 2000, come modificato con il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, 17 aprile 2000;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 29 dicembre 2007 n. 348/07, che ha approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, come modificato e integrato con deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, n. ARG/elt 30/08, (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008 ARG/elt 47/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/08);
- la lettera della società RFI S.p.A. del Gruppo Ferrovie dello Stato, prot. RFI-AD\A0011\P\2008\332 in data 31 marzo 2008, prot. Autorità 9510 del 2 aprile 2008 (di seguito: lettera 31 marzo 2008);
- la lettera della società Ferrovie dello Stato S.p.A. prot- FS-AD\AD011\P\2008\212 in data 17 aprile 2008, prot. Autorità 11671 del 21 aprile 2008 (di seguito: lettera 17 aprile 2008);
- la lettera della società Ferrovie dello Stato S.p.A prot. FS-AD\A0011\P\2008\0000268 in data 12 maggio 2008, prot. Autorità 14250 del 15 maggio 2008.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Considerato che

- il regime tariffario speciale al consumo spettante alle Ferrovie dello Stato S.p.A. ai sensi dell'articolo 4 del decreto DPR n. 730/63, costituisce un onere generale del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 1, articolo 1, comma 1, lettera c), della legge n. 83/03;
- la regolazione tariffaria dei regimi tariffari speciali al consumo, ivi incluse le deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC, è attualmente definita nella Parte V del TIT;
- l'articolo 11-bis della legge n. 80/05 stabilisce che il regime speciale relativo alle Ferrovie dello Stato S.p.A. continui ad applicarsi alle condizioni in essere al 31 dicembre 2004, salvi eventuali adeguamenti da apportarsi attraverso lo strumento convenzionale di cui all'articolo 4 del citato DPR n. 730/63;
- come previsto dalla Parte prima della convenzione di cui all'articolo 4 del DPR n. 730/63 (di seguito: convenzione Ferrovie), il regime tariffario speciale include una pluralità di punti di prelievo (detti anche di "collegamento") destinati alla fornitura di energia elettrica per i soli usi connessi con l'esercizio ferroviario;
- la medesima convenzione Ferrovie prevede la possibilità di "…attivare altri punti di collegamento, come pure sopprimere o modificare qualcuno di quelli (…) in servizio (…) attraverso la stipula di apposite Convenzioni di dettaglio contenenti, oltre che la necessaria congruenza con la Convenzione generale (di cui all'articolo 4 del DPR n. 730/63), anche specifici articoli relativi ai punti di collegamento…" ;
- con deliberazione ARG/elt 47/08 l'Autorità ha introdotto specifiche modalità applicative del regime tariffario speciale delle Ferrovie dello Stato S.p.A.;
- la formulazione adottata per le modalità di cui al precedente punto, in coerenza con le disposizioni di cui alla legge n. 80/05, fa riferimento alle condizioni applicate al 31 dicembre 2004, senza prevedere disposizioni per il caso di revisione dell'elenco dei punti di prelievo destinati alla fornitura di energia elettrica per i soli usi connessi con l'esercizio ferroviario.

Ritenuto opportuno:

- disciplinare esplicitamente le modalità applicative per la revisione dell'elenco dei punti di prelievo destinati alla fornitura di energia elettrica per i soli usi connessi con l'esercizio ferroviario, in coerenza con quanto previsto nella convenzione di cui al DPR n. 730/63, nell'ambito delle esigenze di continuità ed efficienza dell'esercizio ferroviario e nell'ottica di favorire iniziative di ottimizzazione del sistema di alimentazione elettrica da parte di Ferrovie dello Stato S.p.A.

DELIBERA

Articolo 1
Modificazione del TIT

1. All'articolo 74, comma 74.4 del TIT, nella definizione del termine OG sono soppresse le parole "attivi alla data del 31 dicembre 2004".

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 2
Modificazione e integrazione della deliberazione ARG/elt 47/08

1. All'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione ARG/elt 47/08, sono soppresse le parole "attivi alla data del 31 dicembre 2004 e".
2. All'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione ARG/elt 47/08, sono soppresse le parole "attivi alla data del 31 dicembre 2004 e".
3. All'articolo 3, comma 3.3, della deliberazione ARG/elt 47/08, sono soppresse le parole "attivi alla data del 31 dicembre 2004 e".
4. All'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 47/08, dopo il comma 3.2 sono aggiunti i seguenti commi:

   "3.2bis Nel rispetto dei limiti e dei criteri generali previsti dalla convenzione di cui all'articolo 4 del DPR n. 730/63 e nell'ambito delle esigenze di continuità ed efficienza del servizio ferroviario, l'elenco dei punti di prelievo di cui al precedente comma 3.2 può, di comune accordo tra la Cassa e le Ferrovie dello Stato S.p.A., essere aggiornato con l'inclusione di nuovi punti ovvero con la soppressione o la modificazione di punti esistenti. L'elenco aggiornato, è comunicato all'Autorità entro 30 giorni dall'avvenuto aggiornamento."

Articolo 3
Disposizioni finali

1. La nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 348/07 e della deliberazione ARG/elt 47/08, risultanti dalle modifiche di cui al presente provvedimento, sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità.
2. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal giorno della sua prima pubblicazione.

Milano, 20 maggio 2008

Il presidente: ORTIS

08A04896

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 21 maggio 2008.

Disposizioni urgenti per la determinazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'anno 2005. (Deliberazione ARG/elt 65/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 maggio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03 (di seguito: deliberazione n. 118/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007 n. 336/07 (di seguito: deliberazione n. 336/07);
- la deliberazione dell'Autorità 28 gennaio 2008, ARG/elt 5/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 5/08);
- le lettera di Terna S.p.A. (di seguito Terna) del 7 aprile 2008 prot. Autorità 10490 del 10 aprile 2008 (di seguito: lettera Terna del 7 aprile 2008);
- la nota delle Direzioni Mercati e Tariffe a Terna del 21 maggio 2008 prot. Autorità 14844 (di seguito: nota del 21 maggio 2008).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 affida all'Autorità, fra le altre, la finalità di garantire la promozione dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, promuovendo altresì la tutela degli interessi di utenti e consumatori;
- il decreto 20 aprile 2005 stabilisce che Terna ha per oggetto l'esercizio efficiente delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;
- la deliberazione n. 118/03, adottando per la prima volta disposizioni relativamente alla determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica per i clienti finali il cui prelievo non è trattato su base oraria, stabilisce:
  - una fase di conguaglio della determinazione convenzionale medesima da concludersi entro il 31 marzo di ciascun anno successivo a quello di competenza (di seguito: conguaglio annuale);
  - le modalità del suddetto conguaglio annuale che prevedono la determinazione per ogni area di riferimento di un prezzo di valorizzazione calcolato come la media, ponderata per i valori orari del prelievo residuo d'area, dei prezzi orari di acquisto dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima e degli oneri di dispacciamento applicabili all'energia elettrica prelevata nella medesima ora;

- la deliberazione n. 168/03 stabilisce che:
    - per l'anno 2005 l'energia elettrica prelevata, per punto di dispacciamento e per periodo rilevante, e i corrispettivi di cui agli articoli dal 32 al 42 sono determinati entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza;
    - le modalità di determinazione del corrispettivo unitario uplift, di cui all'articolo 36, per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento sono funzione dell'energia elettrica prelevata dagli utenti del dispacciamento;
- la metodologia adottata con la deliberazione n. 118/03 per la determinazione convenzionale dei profili di prelievo comporta che la modifica anche di una sola misura utile per il calcolo del prelievo residuo d'area determini la modifica dell'energia attribuita agli utenti del dispacciamento per quanto compete ai loro punti di prelievo non trattati orari, nonché la modifica del prezzo di valorizzazione medio annuale della fase di conguaglio annuale;
- l'Autorità, nell'ambito della revisione del load profiling stabilita con il TILP, che trova applicazione a partire dall'1 aprile 2008, ha posticipato al 31 maggio la definizione delle partite economiche inerenti il conguaglio load profiling dell'anno precedente, introducendo, nel contempo, il termine del 10 maggio dopo il quale, ai fini del conguaglio load profiling, i dati di misura comunicati dalle imprese distributrici assumono carattere definitivo e non possono essere ulteriormente modificati ai fini del conguaglio dell'anno precedente e rimanda a successivo provvedimento la definizione dei criteri e modalità di definizione ed attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche dei dati successive al termine del 10 maggio.

Considerato che:

- per l'energia elettrica immessa e prelevata nell'anno 2005 sebbene Terna abbia già proceduto a due sessioni di fatturazioni di conguaglio dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento, realizzando pertanto un allungamento significativo dei tempi di determinazione delle posizioni economiche degli operatori ben oltre i termini previsti dalla normativa e procurando una significativa incertezza manifestata dai medesimi, anche recentemente, con più segnalazioni all'Autorità, Terna ha informato l'Autorità, con la lettera del 7 Aprile 2008, che per l'anno 2005, sta effettuando ulteriori riscontri per la conciliazione dei dati di misura di energia elettrica utilizzati per la ricostruzione delle partite fisiche rilevanti ai fini del trasporto e quelle rilevanti ai fini del dispacciamento;
- nelle fatturazioni di conguaglio di cui al precedente alinea Terna non ha proceduto a modificare il valore del corrispettivo unitario di cui all'art. 36 della deliberazione n. 168/03;
- l'eventualità di un reiterarsi ulteriore di sessioni di conguaglio comporterebbe ulteriori gravi incertezze nel settore tali da poter turbare i normali meccanismi operativi con rischio di pregiudicare l'ordinato funzionamento del mercato elettrico;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- la decisione di adottare interventi di regolazione a tutela dell'esigenza di assicurare certezza nella regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento per l'anno 2005, non costituisce preclusione all'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi dell'Autorità, di cui all'articolo 2, comma 20, lettere c) e d), della legge n. 481/95, qualora ne vengano accertati i presupposti in esito all'indagine conoscitiva avviata con deliberazione n. 177/07, tutt'ora in corso;
- la deliberazione n. 336/07, prorogando al 30 giugno 2008 la conclusione dell'istruttoria di cui alla deliberazione n. 177/07 avviata in merito alle anomalie riscontrate nella quantificazione delle partite di energia prelevate dalla RTN relativamente ai primi tre mesi dell'anno 2007 e finalizzata anche ad indagare la possibilità che i medesimi errori potessero essere stati commessi anche per gli anni precedenti, fra l'altro raccomanda a Terna di procedere ai conguagli del servizio di dispacciamento a seguito di rettifiche di errori di misura determinanti la ridefinizione delle partite fisiche ed economiche, previa completa informativa agli utenti del dispacciamento interessati;
- con nota del 21 maggio 2008, sono stati, fra l'altro, richiesti a Terna ragguagli sullo stato dell'arte delle verifiche volte alla definitiva determinazione delle partite fisiche ed economiche per l'anno 2006;
- la deliberazione ARG/elt 5/08 avvia un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito a criteri di definizione ed attribuzione delle partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive per la fase di conguaglio-*load profiling* con riferimento all'energia elettrica prelevata a partire dall'1 Aprile 2008.

Ritenuto :

- necessario e urgente, stabilire una modalità di fatturazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento successivamente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento differente da quella prevista dalle deliberazioni n. 118/03 e 168/03, al fine di limitare l'impatto di eventuali ulteriori modifiche delle energie immesse e prelevate sugli utenti del dispacciamento;
- necessario, quindi, prevedere che eventuali ulteriori rettifiche non producano effetti diretti che sui titolari nel cui contratto di dispacciamento rientrano i punti interessati alle rettifiche dei dati di misura, mantenendo inalterati i corrispettivi unitari così come determinati per le precedenti fatturazioni;
- gli importi fatturati ai sensi del precedente alinea siano adeguati con un coefficiente al fine di tenere conto dei ritardi nella fatturazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento;
- opportuno prevedere che dell'eventuale saldo diverso da zero in esito alle partite economiche di cui al precedente alinea ne sia tenuto conto nella determinazione del corrispettivo *uplift* di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06;
- opportuno prevedere, rimandando a successivo provvedimento, analoghi interventi per gli anni 2006 e 2007, eventualmente anche nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/ELT 5/08

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERA

1. di stabilire che le quantità di energia immessa e prelevata per l'anno 2005 oggetto delle fatturazioni dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento già emesse alla data di entrata in vigore del presente provvedimento non siano oggetto di ulteriori fatturazioni; alle eventuali successive rettifiche delle medesime quantità si applica quanto previsto al punto 2;
2. di prevedere che le fatture dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento emesse successivamente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, limitatamente ai quantitativi di energia elettrica oggetto di rettifiche e non già utilizzate per le fatturazioni di cui al punto 1, siano emesse con le modalità di determinazione ed attribuzione delle partite di energia elettrica per l'anno 2005 e delle corrispondenti partite economiche riportate nel testo allegato al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
3. di prevedere che il saldo tra proventi e oneri derivanti a Terna dall'applicazione di quanto disposto ai precedenti punti sia ricompreso nel calcolo del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 (*uplift*) in egual proporzione mensile nei sei mesi successivi;
4. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A. e alla società Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A.;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 20 maggio 2008

Il presidente: ORTIS

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Allegato A

DETERMINAZIONE E ATTRIBUZIONE DELLE PARTITE FISICHE ED ECONOMICHE INSORGENTI DA RETTIFICHE TARDIVE RELATIVE AL PROCEDIMENTO DI CONGUAGLIO ANNUALE PER L'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA E PRELEVATA NEL CORSO DELL'ANNO 2005

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03 e all'articolo 1 dell'Allegato A della deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrate e modificate, nonché le seguenti definizioni:

- **Rettifica tardiva** è la rettifica di un dato di misura di energia elettrica relativo all'anno 2005, rilevante ai fini della procedura di conguaglio annuale e non già oggetto di fatturazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento precedentemente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento;
- **Utente del dispacciamento interessato** è l'utente del dispacciamento titolare di un punto di dispacciamento in immissione o prelievo cui si riferisce una rettifica tardiva.

Articolo 2
Oggetto

2.1 Il presente provvedimento disciplina le modalità di determinazione e l'attribuzione delle partite di energia elettrica e le relative partite economiche insorgenti da eventuali rettifiche tardive relative al conguaglio annuale per l'energia elettrica immessa e prelevata nel corso dell'anno 2005 dagli utenti del dispacciamento.

Articolo 3
Rettifica tardiva di una misurazione oraria

3.1 In seguito all'individuazione di una rettifica tardiva relativa a un dato di misura di un punto di immissione o prelievo trattato orario, Terna procede alla determinazione del valore corretto dell'energia immessa o prelevata dall'utente di dispacciamento interessato.

3.2 Terna determina, per il solo utente di dispacciamento interessato, il saldo dei corrispettivi di dispacciamento utilizzando i valori dei corrispettivi di dispacciamento determinati per l'ultima fatturazione precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento e l'energia elettrica corrispondente alla rettifica di cui al comma 3.1, determinata come differenza tra l'energia elettrica già oggetto di precedente fatturazione e quella risultante dalla medesima rettifica.

3.3 Nel caso in cui il saldo dei corrispettivi di dispacciamento determinato ai sensi del comma 3.2 risulti negativo, l'utente del dispacciamento interessato paga un corrispettivo pari al prodotto tra il 90% di detto saldo e un coefficiente determinato dalla formula seguente:

$$k_1 = (0{,}95)^{\frac{n}{12}}$$

Dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e la data di entrata in vigore del presente provvedimento.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

3.4 Nel caso in cui il saldo dei corrispettivi di dispacciamento determinato ai sensi del comma 3.2 risulti positivo, l'utente del dispacciamento interessato riceve un corrispettivo pari al prodotto tra detto saldo aumentato del 3% e un coefficiente posto pari alla formula seguente:

$$k_2 = 1 + 0{,}03 \times \frac{n}{12}$$

Dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e la data di entrata in vigore del presente provvedimento.

Articolo 4

Rettifica tardiva del prelievo di un punto non trattato orario

4.1 In seguito all'individuazione di una rettifica tardiva relativa al prelievo effettivo di un punto non trattato orario, Terna procede alla determinazione del valore corretto dell'energia complessivamente prelevata, di cui al comma 6.1 della deliberazione n. 118/03, dall'utente del dispacciamento interessato nell'anno 2005.

4.2 Terna determina, per il solo utente del dispacciamento interessato, il saldo energia elettrica 2005 utilizzando il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nell'anno solare 2005, così come determinato per l'ultima fatturazione precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, e l'energia elettrica corrispondente alla rettifica di cui al comma 4.1, determinata come differenza tra l'energia elettrica già oggetto di precedente fatturazione e quella risultante dalla medesima rettifica.

4.3 Nel caso in cui il saldo energia elettrica determinato ai sensi del comma 4.2 risulti negativo, l'utente del dispacciamento interessato paga un corrispettivo pari al prodotto tra il 90% di detto saldo e un coefficiente determinato dalla formula seguente:

$$k_1 = (0{,}95)^{\frac{n}{12}}$$

Dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e la data di entrata in vigore del presente provvedimento.

4.4 Nel caso in cui il saldo dei corrispettivi di dispacciamento determinato ai sensi del comma 4.2 risulti positivo, l'utente del dispacciamento interessato riceve un corrispettivo pari al prodotto tra detto saldo aumentato del 3% e un coefficiente posto pari a:

$$k_2 = 1 + 0{,}03 \times \frac{n}{12}$$

Dove n è il numero di mesi intercorso tra la data di fatturazione e la data di entrata in vigore del presente provvedimento.

COPIA TRATTA DA GURITEL – GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 5

Altre tipologie di rettifica tardiva

5.1 Le rettifiche tardive che non sono direttamente riferibili all'energia elettrica immessa e prelevata da punti di dispacciamento in immissione o prelievo nella titolarità di un utente del dispacciamento vengono registrate da Terna senza determinare alcuna modificazione dei corrispettivi di dispacciamento e del valore dei prelievi residui di area determinati per l'ultima fatturazione precedente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento.

Articolo 6

Obblighi informativi

6.1 Entro la fine di ciascun mese a partire da giugno 2008 Terna invia all'Autorità un'informativa riguardante tutte le rettifiche tardive e le relative partite economiche determinate ai sensi del presente provvedimento.

6.2 L'informativa di cui al comma 6.1 comprende una analisi dell'impatto di ciascuna rettifica tardiva individuata sulla quantificazione delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi.

08A04897

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 27 maggio 2008.

Rinvio del termine per il versamento del corrispettivo tariffario specifico Cts da parte dei clienti alimentati in media tensione serviti da imprese distributrici di minore dimensione. (Deliberazione ARG/elt 66/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 maggio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 dicembre 2004, n. 247/04 (di seguito: deliberazione n. 247/04), e in particolare l'allegato A alla medesima deliberazione;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04 (di seguito: deliberazione n. 4/04), e in particolare l'Allegato A come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, e in particolare l'Allegato A recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito: Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 247/04 è stato completato il quadro regolatorio, avviato con la deliberazione n. 4/04, concernente la regolazione individuale del numero di interruzioni senza preavviso lunghe per il clienti alimentati in media tensione (di seguito: clienti MT) serviti da imprese distributrici con numero di clienti finali alimentati in bassa tensione superiore a 5.000;
- tale completamento, tra l'altro, prevedeva che:
  a) entro il 30 giugno 2005 le imprese distributrici informassero i propri clienti MT dell'entrata in vigore della regolazione e delle condizioni da essa poste;
  b) dal 1° gennaio 2007 decorresse il versamento del corrispettivo tariffario specifico (CTS) a carico dei clienti MT che non avessero adeguato i loro impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità con la stessa deliberazione n. 247/07;
- con il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011 la regolazione individuale del numero di interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT è stata estesa alle imprese distributrici con numero di clienti finali alimentati in bassa tensione inferiore o uguale a 5.000 (di seguito: imprese distributrici di minori dimensioni);
- ai sensi del comma 35.4, lettera d), del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011, per tali imprese distributrici il rispetto dell'obbligo informativo nei confronti dei propri clienti MT circa l'entrata in vigore della regolazione e delle condizioni da essa poste è fissato per la prima volta al 30 giugno 2008;
- per i clienti MT serviti dalle imprese distributrici di minori dimensioni il versamento del corrispettivo tariffario specifico decorre dall'anno 2008.

COPIA TRATTA DA GURITEL – GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Ritenuto che:

- sia opportuno consentire ai clienti MT serviti dalle imprese distributrici di minori dimensioni di disporre di un tempo congruo, a partire dal 30 giugno 2008, per l'adeguamento dei propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità all'articolo 35 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011;
- tale tempo, come avvenuto in occasione della pubblicazione della deliberazione n. 247/04 per i clienti MT serviti da imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali alimentati in bassa tensione, debba essere pari a 18 mesi;
- sia opportuno, per quanto esposto al precedente alinea, posticipare la data di decorrenza del versamento del corrispettivo tariffario specifico per i clienti MT serviti da imprese distributrici di minori dimensioni che non adeguino i propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità all'articolo 35 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011 al 1°gennaio 2010;
- sia opportuno rettificare un errore materiale di cui al comma 37.3 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011

DELIBERA

1. di aggiungere all'articolo 37 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011 il seguente comma 37.5:
   "37.5 Per i clienti finali e le altre utenze MT serviti da imprese distributrici escluse dalla regolazione di cui al presente Titolo nel periodo di regolazione 2004-2007, il versamento del corrispettivo tariffario specifico *CTS* di cui al comma 37.2 decorre dal 1° gennaio 2010.";
2. di modificare il comma 37.3 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011 sostituendo alla parole "dell'ammontare annuo di cui al comma 34.3" le parole "del prodotto tra il numero di clienti MT di cui al precedente comma 33.2, lettera a), e il corrispettivo distribuzione ρ1(disMT), di cui al Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011";
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo 2008-2011 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 27 maggio 2008

Il presidente: ORTIS

08A04898

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 28 maggio 2008.

Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, ai fini della revisione delle modalità di intervento di Terna nel mercato del giorno prima in caso di insufficienza di offerta nonché ai fini della definizione del Valore dell'Energia Non Fornita (VENF) in caso di applicazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) . (Deliberazione ARG/elt 68/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 maggio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), ed in particolare l'articolo 3, commi 3 e 6, e l'articolo 5;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 27 marzo 2004, n. 48/04, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 48/04)
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2004, n. 21/04 (di seguito: deliberazione n. 21/04);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 289/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 289/06);
- la lettera del Gestore del mercato elettrico in data 30 novembre 2007 – prot. Autorità n. 32155 del 4 dicembre 2007 - (di seguito: lettera GME 30 novembre 2007).

Considerato che:

- il sistema elettrico è adeguato quando è dotato di risorse di produzione e di trasmissione sufficienti a soddisfare la domanda di energia elettrica dei clienti finali nonché la domanda di risorse per il servizio di dispacciamento necessarie a Terna per garantire adeguati standard di sicurezza;
- il sistema elettrico è caratterizzato da una domanda di energia elettrica dei clienti finali non interrompibili inelastica ai prezzi che si formano sul mercato per il servizio di dispacciamento poiché, per ragioni tecnico-economiche, i consumi dei predetti clienti finali non sono né riprogrammabili in funzione dei suddetti prezzi nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento né tanto meno modulabili in funzione dei suddetti prezzi nella fase di gestione in tempo reale del medesimo mercato;
- l'inelasticità ai prezzi della domanda di energia elettrica dei clienti finali non interrompibili può comportare che il sistema elettrico non possa essere esercito in sicurezza qualora il medesimo sistema non abbia risorse di produzione e di trasmissione sufficienti a soddisfare la domanda di energia elettrica dei clienti finali e la domanda di risorse per il servizio di dispacciamento di Terna;
- ove riscontri l'inadeguatezza del sistema elettrico, per garantire la gestione in sicurezza del medesimo ed evitare rischi di black-out diffusi, Terna è obbligata a procedere all'attivazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (di seguito: PESSE) che prevede il distacco involontario a rotazione – quindi non effettuato secondo criteri di merito economico - dei carichi, ossia la disalimentazione dei punti di prelievo dei clienti finali non interrompibili;
- in caso di attivazione del PESSE, il distacco dei punti di prelievo di cui al precedente alinea, comporta una proporzionale riduzione dell'energia elettrica prelevata e registrata, ai sensi dell'articolo 21, comma 21.1, lettera c) della deliberazione n. 111/06, nei Conti di Sbilanciamento Effettivo delle unità di consumo in cui sono inclusi i suddetti punti di prelievo, dando luogo a sbilanciamenti effettivi positivi per le medesime unità;

- gli sbilanciamenti di cui al precedente alinea richiedono una opportuna valorizzazione;
- in caso di attivazione del PESSE, ogni MW in più di capacità produttiva che si rendesse eventualmente disponibile prima dell'attivazione dello stesso equivarrebbe potenzialmente ad un MW in meno di distacco involontario di carico.

Considerato inoltre che:

- la domanda di energia elettrica nel mercato del giorno prima è quasi del tutto inelastica rispetto ai prezzi che si formano sul medesimo mercato poiché la gran parte dei consumi dei clienti finali non interrompibili non è, per cause tecnico-economiche, riprogrammabile in funzione dei suddetti prezzi entro l'orizzonte di programmazione del mercato del giorno prima - ossia con un giorno di anticipo rispetto al giorno di consegna dell'energia elettrica;
- non sussiste per i produttori alcun obbligo di offerta di energia elettrica nel mercato del giorno prima;
- l'algoritmo di calcolo degli esiti del mercato del giorno prima prevede che non possa essere rigettata alcuna delle offerte di acquisto presentate nel medesimo mercato con prezzi maggiori o uguali al prezzo unico nazionale calcolato tramite il medesimo algoritmo;
- quanto rilevato nei tre precedenti alinea implica che, in caso di insufficienza di offerta e di assenza di intervento di Terna, il mercato del giorno prima non sia in grado di produrre degli esiti, ossia di valorizzare l'energia elettrica venduta e l'energia elettrica acquistata;
- la vigente disciplina del dispacciamento prevede che, ove in un periodo rilevante e in una zona si riscontri insufficienza di offerta nel mercato del giorno prima, Terna possa intervenire nel medesimo mercato con offerte virtuali di vendita a prezzo nullo per quantità strettamente sufficienti a ripristinare condizioni di sufficienza di offerta; e che la condizione di insufficienza di offerta viene valutata considerando tutte le offerte di vendita presentate nel mercato del giorno prima con riferimento al medesimo periodo rilevante e alla medesima zona, qualsiasi sia il loro prezzo;
- pur nell'ipotesi di cui al precedente alinea, l'eventuale equiparazione delle offerte di acquisto senza indicazione di prezzo ad offerte con prezzo predefinito potrebbe precludere la definizione degli esiti del mercato del giorno prima in presenza di offerte di vendita tali da determinare un prezzo unico nazionale lato acquisto superiore al prezzo predefinito; e che, quindi, le soluzioni sinora implementate dal Gestore del mercato elettrico, illustrate nella lettera GME 30 novembre 2007, non sono idonee ad assicurare la determinazione degli esiti del mercato elettrico in caso di inadeguatezza del sistema elettrico;
- il valore unitario dell'energia elettrica acquistata da Terna nel mercato per il servizio di dispacciamento non dovrebbe mai essere superiore al valore unitario stimato dell'energia elettrica non fornita ai carichi distaccati (di seguito: VENF);
- la facoltà di presentare offerte virtuali in vendita nel mercato del giorno prima dovrebbe essere correttamente esercitata da Terna sia per assicurare condizioni di sufficienza di offerta sia per assicurare che il valore unitario dell'energia elettrica venduta nel medesimo mercato non risulti mai superiore al valore massimo a cui Terna può acquistare energia elettrica nel mercato per il servizio di dispacciamento, ossia a VENF;
- la previsione di cui al precedente alinea implica che il prezzo unico nazionale sia sempre non superiore a VENF;
- in caso di attivazione del PESSE, il valore unitario dell'energia elettrica acquistata da Terna e della potenza resa disponibile a Terna nel mercato per il servizio di dispacciamento dovrebbe essere determinato con riferimento a VENF;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- nei periodi rilevanti e nelle zone ove si riscontri l'inadeguatezza del sistema elettrico, gli extra-margini percepiti nel mercato elettrico sull'energia elettrica o sulla capacità produttiva remunerate a VENF concorrono alla remunerazione della capacità di produzione già oggetto di remunerazione secondo le disposizioni di cui al Titolo 4 della deliberazione n. 48/04;
- la deliberazione n. 21/04, in coerenza con le previsioni del Titolo 4 della deliberazione n. 48/04, prevedeva l'applicazione di un tetto massimo ai prezzi nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento pari a 500 €/MWh;
- il valore assunto dal VENF contribuisce a determinare l'entità delle risorse messe a disposizione del sistema elettrico nazionale da parte degli operatori; in particolare, nei casi in cui il VENF sia inferiore ai prezzi massimi ammissibili nelle borse dell'energia elettrica dei paesi confinanti – ovvero ai prezzi ai quali il gestore del servizio di dispacciamento estero è disposto ad approvvigionarsi per garantire l'esercizio in sicurezza del proprio sistema - potrebbe determinarsi, se non l'esportazione di energia elettrica dall'Italia, la riduzione delle importazioni proprio nei periodi rilevanti in cui si riscontri l'inadeguatezza del sistema elettrico nazionale;
- il prezzo massimo ammissibile sia nella borsa francese Powernext che nella borsa tedesca EEX è pari a 3'000 €/MWh;
- ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione n. 289/06, a fronte del riconoscimento di un premio di 150'000 euro/MW/anno per la capacità interrompibile messa a disposizione, il prezzo di esercizio per le prime dieci interruzioni previste dal contratto di interrompibilità istantanea è pari a zero; e che il prezzo di esercizio per ogni interruzione eccedente le prime 10 interruzioni previste dal contratto di interrompibilità istantanea è invece pari a 3'000 €/MWh;
- il valore medio unitario dell'energia elettrica acquistata da Terna tramite il distacco dei carichi interrompibili istantanei deve essere valutato considerando anche l'ammontare del premio in relazione al numero di interruzioni mediamente richieste e la durata media delle interruzioni entro le prime dieci;
- l'applicazione della disciplina degli sbilanciamenti ai punti di prelievo disalimentati nei periodi rilevanti e nelle zone in cui si riscontri l'inadeguatezza del sistema elettrico, consente ai fornitori dei clienti finali disalimentati di ottenere per l'energia non fornita a detti clienti una valorizzazione sensibilmente superiore a quella che avrebbero avuto sulla base dei corrispettivi previsti nel contratto di fornitura a detti clienti.

Ritenuto opportuno:

- determinare il VENF tenendo conto del valore unitario riconosciuto da Terna per il distacco dei carichi interrompibili istantanei nonché dei prezzi massimi ammissibili delle borse dei paesi esteri più rilevanti ai fini della valorizzazione dell'energia elettrica oggetto di interscambio con l'estero;
- in base agli elementi di cui al precedente alinea, fissare il VENF ad un valore pari a 3'000 €/MWh;
- al fine di offrire al mercato elettrico un corretto segnale circa il valore dell'energia elettrica quando il sistema elettrico è in condizioni di inadeguatezza e di orientare in maniera efficiente gli investimenti in impianti di produzione e in attrezzature per il risparmio energetico, valorizzare con riferimento a VENF le offerte di vendita accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento, i margini residui di potenza a salire in esito al medesimo mercato nonché gli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione e di consumo per i periodi rilevanti e per le zone in cui Terna abbia riscontrato l'inadeguatezza del sistema elettrico;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- essendo valorizzato a VENF il "distacco involontario dell'utenza diffusa", prevedere che Terna, per ciascun periodo rilevante e per ciascuna zona, presenti nel mercato del giorno prima un'offerta virtuale di vendita a prezzo pari a VENF e per quantità pari all'aggregato delle quantità oggetto di offerte di acquisto senza indicazione di prezzo presentate dalle unità di consumo con riferimento al medesimo periodo rilevante;
- per i periodi rilevanti e per le zone per cui è stato attivato il PESSE, dedurre gli extra-margini percepiti sull'energia elettrica e/o sulla capacità produttiva remunerate nel mercato elettrico dai corrispettivi di cui agli articoli 35 e 36 della deliberazione n. 48/04 riconosciuti al medesimo utente per le unità di produzione ammesse alla remunerazione della capacità produttiva ai sensi dell'articolo 32 della medesima deliberazione;
- identificare gli extra-margini di cui al precedente alinea confrontando i prezzi riconosciuti all'energia elettrica e/o alla capacità produttiva remunerata nel mercato elettrico con un prezzo soglia opportunamente definito;
- identificare il prezzo soglia di cui al precedente alinea col prezzo di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 21/04, ossia pari a 500 €/MWh;
- al fine di limitare l'impatto sui rapporti contrattuali di acquisto e vendita dell'energia elettrica in essere, porre pari a zero, ai fini della deduzione dai corrispettivi di cui agli articoli 35 e 36 della deliberazione n. 48/04, gli extra-margini conseguibili in ciascun periodo rilevante del 2008 sull'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima, nel mercato di aggiustamento e attraverso contratti bilaterali;
- far sì che i clienti finali disalimentati per effetto dell'attivazione del PESSE trovino adeguata compensazione per l'energia elettrica che non è stato possibile consumare per effetto dell'attivazione del PESSE

Ritenuto inoltre che:

- le disposizioni di cui al presente provvedimento non pregiudicano la possibilità di Terna di procedere ad acquisti marginali di energia elettrica a prezzi superiori a VENF ove ciò possa ridurre sensibilmente la probabilità di attivazione del PESSE o l'entità dei relativi distacchi di carico

DELIBERA

1. di modificare a decorrere dall'1 luglio 2008 l'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, nei termini di seguito indicati:

   a. all'articolo 1, dopo l'alinea "**macrozona Continente** è la macrozona costituita aggregando le macrozone A e D;" sono aggiunti i seguenti alinea:

   "• **margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE** è per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione la differenza fra la potenza massima disponibile dell'unità di produzione ai fini del PESSE e il programma post-MA di immissionedella medesima unità di produzione;"

   b. all'articolo 1, dopo l'alinea "**periodo di rientro in servizio** è il periodo, pari a tre giorni, di ripresa del funzionamento di un'unità di produzione in seguito ad un periodo di indisponibilità pari almeno a ventuno giorni;" sono aggiunti i seguenti alinea:

   "• **PESSE** è il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico predisposto da Terna in conformità alla deliberazione CIPE del 6 novembre 1979;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- **Potenza massima disponibile di un'unità di produzione ai fini del PESSE** è il minor valore tra la potenza massima erogabile dall'unità di produzione in tempo reale e la potenza massima erogabile dall'unità di produzione come risultante sul registro delle unità di produzione dinamico di Terna ed utilizzato da Terna ai fini della decisione di attivazione del PESSE;"

c. all'articolo 1, l'alinea "**programma post-MA di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, la somma dei programmi di immissione riferiti al medesimo punto di dispacciamento risultanti in esito al mercato di aggiustamento;" è sostituito dall'alinea "**programma post-MA di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma post-MGP cumulato di immissione, come eventualmente modificato in esito al mercato di aggiustamento";

d. all'articolo 1, l'alinea "**programma post-MA di prelievo** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo e per ciascun punto di dispacciamento di esportazione, la somma dei programmi di prelievo riferiti al medesimo punto di dispacciamento risultanti in esito al mercato di aggiustamento;" è sostituito dall'alinea "**programma post-MA di prelievo** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo e per ciascun punto di dispacciamento di esportazione, il programma post-MGP cumulato di prelievo, come eventualmente modificato in esito al mercato di aggiustamento";

e. all'articolo 1, dopo l'alinea "**vendita netta a termine** è, per ciascun periodo rilevante, il valore assoluto della somma algebrica degli acquisti a termine registrati e delle vendite a termine registrate da un operatore di mercato e relative a tale periodo, quando tale somma ha valore negativo;" è aggiunto il seguente alinea:

  "• **VENF** è il valore dell'energia elettrica non fornita;"

f. all'articolo 30, comma 30.5, dopo le parole "Ai fini di quanto previsto dal comma 30.4, lettera a), per valore netto delle transazioni si intende la differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita." sono aggiunte le parole "Ai fini della determinazione del valore complessivo delle offerte di acquisto e dell'accettazione delle medesime offerte, le offerte di acquisto senza indicazione di prezzo sono equiparate ad offerte con indicazione di prezzo pari a VENF";

g. all'articolo 31, comma 31.5, dopo le parole "Ai fini di quanto previsto dal comma 31.4, per valore netto delle transazioni si intende la differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita." sono aggiunte le parole "Ai fini della determinazione del valore complessivo delle offerte di acquisto e dell'accettazione delle medesime offerte, le offerte di acquisto senza indicazione di prezzo sono equiparate ad offerte con indicazione di prezzo pari a VENF";

h. all'articolo 38, comma 38.1, dopo la lettera e) è aggiunta la seguente lettera:

  f. qualora responsabile di punti di dispacciamento per unità abilitate, riceve da Terna il corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE in condizioni di inadeguatezza del sistema di cui all'Articolo 39ter.

i. dopo l'articolo 39bis, è inserito il seguente articolo:

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

"Articolo 39ter

Corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE in condizioni di inadeguatezza del sistema

39ter.1 Limitatamente ai periodi rilevanti e alle zone per le quali si è verificata la condizione di cui al comma 60bis.1, entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza Terna calcola, per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata, il corrispettivo per la remunerazione del margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE.

39ter.2 Salvo quanto previsto al successivo comma 39ter.3, il corrispettivo di cui al comma 39ter.1 è pari al prodotto tra:

a) il margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE dell'unità abilitata e

b) la differenza fra il VENF e il prezzo dell'offerta di vendita nel mercato per il servizio di dispacciamento relativo all'unità abilitata.

39ter.3 Il corrispettivo di cui al comma 39ter.2 non si applica alla capacità nominata per l'unità abilitata in esecuzione di contratti a termine di cui all'articolo 60, commi 60.5 e 60.6."

j. all'articolo 53, dopo il comma 53.6 sono aggiunti i seguenti commi:

"53.7 Entro il termine di chiusura del mercato per il servizio di dispacciamento, Terna definisce e pubblica sul proprio sito Internet, per il giorno successivo:

a) la stima della domanda oraria di energia elettrica per zona geografica, qualora differente da quella comunicata al Gestore del mercato elettrico ai sensi del comma 36.1 del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico;

b) la stima della domanda oraria di riserva secondaria e di riserva terziaria per zona geografica.

53.8 Entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza Terna pubblica sul proprio sito internet il valore dell'energia elettrica complessivamente immessa nel sistema elettrico, per ciascuna zona geografica, corretto per tenere conto delle perdite ai sensi dell'articolo 12;"

k. dopo l'articolo 60, è inserito il seguente articolo:

"Articolo 60bis

Approvvigionamento per il tramite del mercato per il servizio di dispacciamento in condizioni di inadeguatezza del sistema

60bis.1 Il sistema elettrico è in condizione di inadeguatezza con riferimento ad un periodo rilevante e ad un insieme di zone quando, con riferimento a quel periodo rilevante, Terna è obbligata, per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico in ciascuna di dette zone, ad attivare in almeno una fra le predette zone il PESSE:

a) nella fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento; oppure

b) nella fase di gestione in tempo reale del mercato per il servizio di dispacciamento con un preavviso di almeno 30 minuti sul periodo rilevante di inizio dei distacchi involontari di carico.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

60bis.2 Al verificarsi della condizione di cui al comma 60bis.1:

a) con riferimento ai periodi rilevanti ed alle zone per cui è stata riscontrata tale condizione di inadeguatezza, i prezzi di sbilanciamento di cui ai commi 40.4 e 40.5 sono pari a VENF;

b) i distacchi di carico relativi ai punti di prelievo sottostanti un'unità di consumo non danno luogo a variazioni del programma vincolante modificato di prelievo;

c) ai fini della determinazione ai sensi del TILP dell'energia prelevata dai punti di prelievo non trattati su base oraria, nei periodi rilevanti e nelle aree di riferimento localizzate nelle zone per cui è stata riscontrata tale condizione di inadeguatezza si assume un prelievo residuo di area virtuale PRA_h^{virt} pari a:

$$PRA_h^{virt} = \frac{PRA_h}{1-\alpha}$$

dove

- PRA_h è il prelievo residuo relativo alla medesima area e al medesimo periodo rilevante, determinato ai sensi dell'Articolo 6 del TILP;
- α è il coefficiente correttivo pari alla somma de:
  i. i CRPP relativi al medesimo periodo rilevante attribuiti ai sensi dell'articolo 11 del TILP ai punti di prelievo oggetto di distacco inclusi nei contratti di dispacciamento di utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico;
  ii. i CRPP determinati dalle imprese distributrici per i punti di prelievo oggetto di distacco inclusi nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico utilizzando le medesime modalità che sarebbero state utilizzate qualora detti punti di prelievo fossero inseriti nel contratto di dispacciamento di un utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;

d) ai fini della registrazione nel Conto di Sbilanciamento effettivo di cui al comma 21.1, a ciascun utente del dispacciamento nel cui contratto di dispacciamento sono inclusi punti di prelievo non trattati su base oraria è attribuito, con riferimento ai periodi rilevanti e alle aree in cui è stato attivato il PESSE, un prelievo pari al prodotto fra:

  i. il prelievo residuo di area virtuale PRA_h^{virt} di cui alla precedente lettera c);
  ii. la differenza fra il CRPU attribuito al medesimo utente del dispacciamento ai sensi dell'articolo 8 del TILP e la somma dei CRPP di cui alla precedente lettera c), punti i) o ii), attribuiti ai punti di prelievo oggetto di distacco inclusi nel proprio contratto di dispacciamento."

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

l. all'articolo 70, il comma 70.3 è sostituito dal seguente comma:

"70.3 Terna, per ciascun periodo rilevante e per ciascuna zona, presenta un'offerta virtuale di vendita nel mercato del giorno prima così strutturata:

a) la quantità offerta è pari alla somma delle quantità oggetto di offerte di acquisto senza indicazione di prezzo presentate nel mercato del giorno prima da unità di consumo con riferimento al medesimo periodo rilevante;

b) il prezzo offerto è pari a VENF"

m. all'articolo 70, dopo il comma 70.11, è aggiunto il seguente comma:

"70.12 Il valore del VENF è pari a 3'000 €/MWh."

n. dopo l'articolo 73, è aggiunto il seguente articolo:

"Articolo 74

Disposizioni in merito alla determinazione degli importi da riconoscere agli utenti del dispacciamento per la remunerazione della disponibilità della capacità produttiva

74.1 Dall'ammontare dei corrispettivi di cui agli artt. 35 e 36 della deliberazione n. 48/04 riconosciuti all'utente del dispacciamento di unità di produzione ammesse alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva sono dedotti gli extra-margini *MGP* di cui ai commi 74.2 e 74.3 e gli extra-margini *MSD* di cui al comma 74.4.

74.2 Sino al 31 dicembre 2008 compreso, gli extra-margini *MGP* sono posti pari a zero.

74.3 A decorrere dall'1 gennaio 2009, per ciascun periodo rilevante e ciascuna zona in cui si è verificata la condizione di inadeguatezza di cui al comma 60bis.1, gli extra-margini *MGP* sono pari al prodotto fra:

a) la somma dei programmi post-MA di immissione relativi alle unità ammesse alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva e

b) l'extra-margine unitario, espresso in €/MWh, pari al maggior valore tra zero (0) e la differenza fra:

i. il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella medesima zona e

ii. il prezzo di 500 €/MWh.

74.4 Per ciascun periodo rilevante e per ciascuna zona in cui si è verificata la condizione di inadeguatezza di cui al comma 60bis.1, gli extra-margini *MSD* sono pari al prodotto fra:

a) la quantità complessivamente presentata in vendita con riferimento ad unità ammesse alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva in esito al mercato per il servizio di dispacciamento nella zona, al netto della capacità nominata per le medesime unità in esecuzione di contratti a termine di cui all'articolo 60, commi 60.5 e 60.6, e

b) l'extra-margine unitario, espresso in €/MWh, risultante dalla differenza fra il VENF e il prezzo di 500 €/MWh.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

2. di modificare a decorrere dall'1 luglio 2008 l'Allegato A alla deliberazione n. 278/07, nei termini di seguito indicati:

   a. all'articolo 14, comma 14.1, lettera b), dopo le parole "comma 14.2" sono aggiunte le parole "fatto salvo quanto previsto al comma 14.4";

   b. all'articolo 14, dopo il comma 14.3 è inserito il seguente comma

      "14.4 Qualora si verifichi la condizione di inadeguatezza di cui al comma 60bis.1 della deliberazione n. 111/06, nelle aree di riferimento nelle quali si è verificata la predetta condizione, in sede di determinazione del prezzo medio dell'energia elettrica prelevata di cui al comma 14.2, vengono escluse le ore in cui si è verificata la predetta condizione.

3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 risultante dalle modifiche di cui al punto 1;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 278/07 risultante dalle modifiche di cui al punto 2;
5. di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati per la predisposizione di un provvedimento appositamente finalizzato alla definizione dei criteri per la quantificazione del beneficio che i fornitori conseguono in occasione dei distacchi dei clienti finali e per la sua destinazione ai medesimi clienti.
6. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento che entra in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 28 maggio 2008

Il presidente: ORTIS

08A04899

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 29 maggio 2008.

Decorrenza dei termini per l'attuazione della Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ai sensi della deliberazione 19 luglio 2006, n. 152/06, nei confronti dei clienti finali non domestici del mercato libero alimentati in bassa tensione. (Deliberazione ARG/elt 70/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 maggio 2008

Visti:

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 luglio 2006, n. 152/06 (di seguito: deliberazione n. 152/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2006, n. 267/06 (di seguito: deliberazione n. 267/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2007, n. 83/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- la deliberazione 21 dicembre 2007, n. 337/07, come successivamente integrata e modificata;
- la deliberazione 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08.

Considerato che:

- con deliberazione n. 152/06 l'Autorità ha approvato la Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità (di seguito: Direttiva) finalizzata a garantire ai clienti di cui all'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione stessa - tramite le informazioni contenute in bolletta ed espresse in un linguaggio comune a tutti gli operatori - la possibilità di verificare la correttezza dei corrispettivi applicati e di valutare la convenienza delle condizioni contrattuali ed economiche pattuite con il fornitore;
- nell'ambito di applicazione della Direttiva rientrano altresì i clienti finali del mercato libero alimentati in bassa tensione;
- gli esercenti l'attività di vendita ai clienti del mercato libero hanno segnalato alcune criticità in ordine alla non immediata disponibilità sia dei dati relativi alle letture del gruppo di misura in base a cui vengono attribuiti i consumi ai clienti finali, al fine dell'inserimento nel documento di fatturazione delle informazioni previste all'articolo 4, comma 4.1, lett. b., e all'articolo 15 della Direttiva per la trasparenza, sia dei corrispettivi per l'uso delle reti, al fine dell'inserimento nel documento di fatturazione delle informazioni previste all'articolo 6, comma 6.1, e all'articolo 7, comma 7.4, lett. a., della Direttiva per la trasparenza, in relazione alle opzioni tariffarie di distribuzione applicate ed in mancanza della previsione in capo ai distributori dell'obbligo di trasmettere i relativi dati;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- con la deliberazione n. 267/06 l'Autorità ha prorogato l'entrata in vigore della Direttiva al 1° luglio 2007 in relazione ai documenti di fatturazione dei clienti finali del mercato libero - come definiti dall'articolo 1, lettera d., della stessa Direttiva - e comunque non prima che siano decorsi 60 giorni dalla definizione, da parte dell'Autorità, degli obblighi in tema di flussi informativi - necessari al corretto adempimento di quanto previsto, in particolare, all'articolo 4, comma 4.1, lett. b., all'articolo 6, comma 6.1, all'articolo 7, comma 7.4, lett. a., e all'articolo 15 della Direttiva - intercorrenti tra distributori ed esercenti il servizio di vendita ai medesimi clienti;
- l'articolo 18 del TIV prevede obblighi a carico delle imprese distributrici, relativi alla disponibilità, per ciascun utente del trasporto, dei dati di misura rilevati o registrati presso i punti di prelievo dei clienti finali;
- l'articolo 20 del TIV prevede obblighi, a carico delle imprese distributrici, relativi alla comunicazione dei recapiti telefonici del servizio guasti e delle loro variazioni;
- l'articolo 25, comma 25.8, del TIV ha stabilito che ai fini dell'attuazione della deliberazione n. 152/06 nei confronti dei clienti domestici del mercato libero, i 60 giorni di cui alla deliberazione n. 267/06 decorressero dal 31 agosto 2007;
- l'articolo 7 del TIT prevede che ciascuna impresa distributrice applichi una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione; limitatamente alle utenze in media e bassa tensione per usi diversi, è stata prevista l'applicazione, fino al 31 marzo 2008, delle opzioni tariffarie di distribuzione in vigore al 31 dicembre 2007 o della tariffa di cui all'articolo 13 del Testo integrato 2004-2007, fatto salvo, in caso di mancato rispetto del termine del 31 marzo 2008, l'obbligo di emettere fatture di conguaglio relativamente al periodo successivo all'1° aprile 2008 sulla base delle tariffe obbligatorie determinate dall'Autorità;
- le sopraccitate disposizioni consentono agli esercenti l'attività di vendita ai clienti del mercato libero di disporre dei dati necessari all'inserimento, nei documenti di fatturazione dei clienti non domestici del mercato libero alimentati in bassa tensione, delle informazioni previste all'articolo 4, comma 4.1 lett. b. e all'articolo 15 della Direttiva per la trasparenza, nonché, per quanto riguarda i corrispettivi per l'uso delle reti, all'articolo 6, comma 6.1, e all'articolo 7, comma 7.4, lett. a., della medesima Direttiva;
- la corretta attuazione della Direttiva per la trasparenza richiede, da parte degli esercenti l'attività di vendita ai clienti del mercato libero, l'effettuazione di modifiche ai sistemi informativi.

Ritenuto che:

- in relazione all'avvenuta definizione, in tempi successivi e con diversi provvedimenti, dei flussi informativi necessari al corretto adempimento della Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità, e all'applicazione della tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione in luogo delle opzioni tariffarie, sia opportuno stabilire la data da cui decorrono i 60 giorni per l'entrata in vigore della medesima Direttiva nei confronti dei clienti non domestici del mercato libero alimentati in bassa tensione;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- ai fini dell'attuazione della Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità nei confronti dei clienti non domestici del mercato libero alimentati in bassa tensione, tenuto conto dei tempi necessari alle modifiche dei sistemi informativi da parte degli esercenti, sia opportuno stabilire che i 60 giorni di cui alla deliberazione n. 267/06 decorrano dal 1° agosto 2008.

DELIBERA

1. di prevedere che i 60 giorni di cui alla deliberazione n. 267/06, per l'entrata in vigore della Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione nei confronti dei clienti non domestici del mercato libero alimentati in bassa tensione decorrono dal 1° agosto 2008;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 29 maggio 2008

Il presidente: Ortis

08A04900

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 3 giugno 2008.

Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP). (Deliberazione ARG/elt 74/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 3 giugno 2008

Visti:

- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- la direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CE (di seguito: direttiva 2004/8/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125/07, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244/07 (di seguito: legge n. 244/07);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07, recante attuazione della direttiva 2004/8/CE (di seguito: decreto legislativo n. 20/07);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 42/02);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04;
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 188/05);
- la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06 e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 28/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 88/07 (di seguito: deliberazione n. 88/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 90/07 (di seguito: deliberazione n. 90/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, allegato alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: Testo Integrato Vendita);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07);

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 42/08);
- il documento per la consultazione 31 luglio 2007, n. 30/07, in materia di cogenerazione ad alto rendimento (di seguito: documento per la consultazione n. 30/07);
- il documento per la consultazione 31 luglio 2007, n. 31/07 (di seguito: documento per la consultazione n. 31/07);
- il documento per la consultazione 8 novembre 2007, n. 42/07 (di seguito: documento per la consultazione n. 42/07);
- le osservazioni ai documenti per la consultazione di cui ai precedenti alinea pervenute all'Autorità.

Considerato che:

- l'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 ha previsto che l'Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, precisando che:
  - nell'ambito di tale disciplina non è consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
  - tale disciplina sostituisce ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica;
- l'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07 ha previsto che l'Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza nominale fino a 200 kW, tenendo conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale, degli oneri e delle condizioni per l'accesso alle reti;
- le disposizioni relative allo scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, a differenza delle corrispondenti disposizioni relative alle fonti rinnovabili, non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi;
- l'articolo 2, comma 150, della legge n. 244/07 ha previsto che il Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con propri decreti, stabiliscano, tra l'altro, le modalità per l'estensione dello scambio sul posto a tutti gli impianti alimentati con fonti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 200 kW, fatti salvi i diritti di officina elettrica; e che, pertanto, nelle more dell'emanazione di detti decreti, l'erogazione del servizio di scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non può che essere riferito agli impianti di potenza fino a 20 kW;
- lo scambio sul posto è un servizio opzionale attivabile su richiesta del soggetto avente titolo.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Considerato che:

- condizione essenziale per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi ad un unico punto di connessione con la rete elettrica con obbligo di connessione di terzi;
- la produzione ed il consumo di energia elettrica possono verificarsi contemporaneamente o in periodi temporali diversi;
- la condizione di autoconsumo istantaneo in sito consente al soggetto interessato di non utilizzare il sistema elettrico per operare il prelievo dalla rete dell'energia elettrica consumata realizzando quindi un risparmio, stante la regolazione vigente per l'accesso alle reti elettriche, pari ai corrispettivi per l'utilizzo del sistema elettrico applicabili all'energia elettrica prelevata;
- poiché, nel sistema di mercato elettrico vigente, la valorizzazione dell'energia elettrica è effettuata su base oraria, i valori dell'energia elettrica prodotta e autoconsumata coincidono nel caso in cui la produzione e il consumo siano contestuali, mentre potrebbero differire nel caso in cui non si realizzi tale condizione di contestualità, vale a dire qualora la produzione e il consumo avvengano in ore diverse;
- il servizio di scambio sul posto consiste nel realizzare una particolare forma di autoconsumo in sito consentendo che l'energia elettrica prodotta e immessa in rete possa essere prelevata e consumata in un momento differente dal quale avviene la produzione, utilizzando quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente autoconsumata;
- il servizio di immagazzinamento virtuale di cui al precedente alinea rappresenta la condizione necessaria attraverso la quale gestire la produzione di energia elettrica non contestualmente autoconsumata e quindi immessa in rete per essere ri-prelevata in un momento successivo;
- il servizio di scambio sul posto rappresenta, dunque, un fattore equalizzatore della domanda e dell'offerta energetica del singolo utente, nonché l'incentivazione allo sviluppo della piccola e della microgenerazione (con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento) e al perseguimento di un'autosufficienza energetica da parte dei singoli clienti finali;
- alla luce di quanto indicato ai precedenti alinea:
  a) l'energia elettrica autoconsumata in regime di scambio sul posto, vale a dire l'energia elettrica scambiata, può essere considerata non prelevata dalla rete elettrica e, di conseguenza, il soggetto che si avvale dello scambio sul posto è esentato dagli oneri applicabili all'energia elettrica prelevata, pur avendo utilizzato il sistema elettrico per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica scambiata;
  b) la particolare forma di autoconsumo in sito consentita dallo scambio sul posto (controbilanciamento di partite di energia elettrica con diverso valore) consente al soggetto interessato di non sostenere l'onere di approvvigionamento connesso al valore dell'energia elettrica prelevata fino a concorrenza del valore dell'energia elettrica immessa in quanto l'energia elettrica scambiata è assimilabile ad energia elettrica prodotta e autoconsumata;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- l'erogazione del servizio di scambio sul posto deve quindi consentire al soggetto interessato il raggiungimento di un risultato economico che includa gli effetti di cui al precedente alinea.

Considerato che:

- con la deliberazione n. 28/06, l'Autorità ha dato prima attuazione al sopra richiamato articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 prevedendo convenzionalmente che lo scambio sul posto si concretizzasse attraverso un saldo fisico pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata su base annuale (modalità *net metering*);
- la modalità *net metering*, pur facendo salvo il diritto a non corrispondere l'onere per l'utilizzo del sistema per l'energia elettrica scambiata, non tiene conto del differente valore dell'energia elettrica immessa e prelevata;
- la modalità *net metering* non consente di esplicitare i costi di sistema connessi all'erogazione dello scambio sul posto;
- i costi di cui al precedente alinea, che in sede di prima attuazione del meccanismo di scambio sul posto si potevano ritenere trascurabili, con l'incremento dei soggetti ammessi a tale regime in termini di numerosità e di potenza degli impianti di produzione, potrebbero divenire rilevanti.

Considerato che:

- con i documenti per la consultazione n. 30/07 e n. 31/07, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti circa l'applicazione del richiamato disposto normativo sullo scambio sul posto, indicando il Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. (di seguito: GSE) quale unico soggetto incaricato di regolare:
  - nei confronti del sistema elettrico, la totalità delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica dei soggetti che scelgono lo scambio sul posto;
  - nei confronti dei soggetti che scelgono lo scambio sul posto, i soli saldi;
- con i medesimi documenti per la consultazione, l'Autorità ha anche richiamato l'esigenza di realizzare uno schema di scambio sul posto che costituisca una semplificazione, per quanto possibile, per i soggetti interessati pur consentendo il monitoraggio e il trasferimento dei costi dai soggetti che applicano lo scambio sul posto agli altri soggetti operanti nel sistema elettrico, anche al fine di mettere in relazione l'ammontare di tale forma di sostegno con i reali benefici apportati;
- il documento per la consultazione n. 30/07 ha altresì proposto condizioni ulteriormente semplificate nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento con efficienza particolarmente elevata, indicando diversi criteri, tra loro alternativi, per valutare detta condizione di efficienza particolarmente elevata;
- in esito ai documenti per la consultazione n. 30/07 e n. 31/07, sono state rappresentate rilevanti criticità da parte dei soggetti operanti nella vendita di energia elettrica (di seguito: imprese di vendita) ritenendo che:
  - il GSE non abbia titolo a costituirsi come soggetto che svolge attività di intermediazione nel mercato libero rivolta alla vendita di energia elettrica a clienti finali;
  - lo scambio sul posto debba essere affidato, nel medesimo ambito, alle imprese di vendita appositamente costituite.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

In particolare, le imprese di vendita hanno evidenziato che, attribuendo al GSE la regolazione economica dei saldi (specialmente in prelievo), si potrebbe costituire una riserva di mercato che ostacolerebbe di fatto il processo di liberalizzazione.

- anche le associazioni dei produttori hanno posto in evidenza criticità in linea con quelle indicate al precedente alinea, richiedendo l'introduzione della possibilità di scelta tra il GSE e le imprese di vendita ai fini della regolazione economica dei saldi;
- tenendo conto delle osservazioni pervenute ai documenti per la consultazione n. 30/07 e n. 31/07, l'Autorità, con il documento per la consultazione n. 42/07, ha indicato i propri ulteriori orientamenti sulla disciplina dello scambio sul posto prevedendo:
  - di mantenere invariata la disciplina dello scambio sul posto per le fonti rinnovabili fino a 20 kW rispetto a quella definita con la deliberazione n. 28/06;
  - che lo scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento si possa tradurre nella possibilità, per un cliente finale che installi impianti di cogenerazione, di vedersi gestire l'immissione di energia elettrica (dal punto di vista della valorizzazione dell'energia elettrica immessa e per quanto riguarda i servizi di sistema relativi alle immissioni) a condizioni semplificate e, al limite, senza oneri amministrativi;
  - di non prevedere l'accesso alla copertura dei costi connessi con la gestione dello scambio sul posto da parte dei venditori perché ciò costituisce una pratica di complessa attuazione, soprattutto dal punto di vista del controllo e delle verifiche delle eventuali richieste di rimborso da parte dei venditori;
- a seguito del documento per la consultazione n. 42/07, sono state formulate le seguenti principali osservazioni:
  - alcune imprese distributrici ritengono che sia necessario rivedere l'attuale disciplina dello scambio sul posto (attualmente svolta dalle medesime o dalle rispettive società di vendita) al fine di garantire la trasparenza delle partite energetiche e al fine di consentire che la regolazione nei confronti del sistema elettrico riguardi il totale delle immissioni e dei prelievi, anziché il solo saldo. Tale esigenza è condivisa anche da alcune associazioni di produttori da fonti rinnovabili, garantendo comunque che la regolazione economica nei confronti dei produttori sia riferita al solo saldo. Inoltre, i produttori da fonti rinnovabili e le loro associazioni ritengono opportuno prevedere la possibilità di vedersi remunerare l'energia eventualmente immessa in più rispetto ai prelievi;
  - i produttori da cogenerazione ad alto rendimento e le relative associazioni di categoria ritengono necessario prevedere che lo scambio sul posto sia inteso come un *net metering*, applicando quindi la regolazione vigente, almeno in fase di conguaglio, al saldo anziché al totale delle immissioni e dei prelievi. Tali produttori ritengono comunque importante anche l'esigenza di maggior trasparenza più volte manifestata dall'Autorità nei documenti per la consultazione.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Ritenuto opportuno:

- adottare un Testo integrato dello scambio sul posto che includa sia le condizioni tecnico economiche per le fonti rinnovabili sia le condizioni tecnico economiche per la cogenerazione ad alto rendimento tenendo conto delle differenziazioni di cui alle rispettive disposizioni normative in materia di oneri e condizioni per l'accesso alle reti;
- definire una disciplina per lo scambio sul posto che si presti ad essere applicata anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 200 kW, compatibilmente con i principi che verranno indicati dai Ministri competenti, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge n. 244/07;
- definire una disciplina per lo scambio sul posto sulla base dei seguenti principi fondamentali:
  - semplicità applicativa per gli utenti dello scambio sul posto;
  - trasparenza, in modo che i bilanci di energia elettrica sulle reti elettriche possano tenere conto dell'energia elettrica effettivamente immessa e prelevata;
  - corretta valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito dello scambio sul posto;
  - visibilità dell'incentivo trasferito agli utenti dello scambio sul posto;
  - garanzia di attribuzione dello scambio sul posto alla cogenerazione ad alto rendimento attraverso un opportuno sistema di verifiche;
- prevedere che lo scambio sul posto non riguardi la regolazione economica dei prelievi di energia elettrica, che continua ad essere effettuata dalle imprese di vendita: ciò al fine di evitare di istituire un regime di "riserva" per gli utenti dello scambio sul posto, alternativo al libero mercato;
- prevedere che, al fine di garantire maggiori certezze e semplicità nelle procedure, lo scambio sul posto venga effettuato da un unico soggetto intermediario a livello nazionale;
- assegnare al GSE il sopra richiamato ruolo di intermediazione commerciale, in quanto il GSE medesimo:
  - a seguito del DPCM 11 maggio 2004, ha assunto un ruolo prevalentemente rivolto alla gestione dei meccanismi di promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione in Italia;
  - ha già acquisito una considerevole esperienza nel ritiro dell'energia elettrica nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, oltre che nell'ambito del ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 280/07, inclusa la cessione della medesima energia al mercato;
  - è in grado di soddisfare le necessità di monitoraggio centralizzato dei flussi commerciali collegati allo scambio sul posto;
- lo scambio sul posto sia regolato da una convenzione, sottoscritta dall'utente dello scambio e dal GSE, che sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione in rete dell'energia elettrica, ma non quelli relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata che continuano ad essere regolati attraverso i normali canali del servizio di vendita, secondo le modalità previste dalla regolazione vigente, ivi incluso il servizio di vendita di maggior tutela per gli aventi diritto;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- prevedere che lo scambio sul posto si concretizzi in un intervento equalizzatore da parte del GSE mediante il riconoscimento da parte dello stesso a favore del soggetto interessato di un contributo che garantisca, al più, l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente per l'energia elettrica prelevata e il valore dell'energia elettrica immessa in rete;
- prevedere che il criterio per il calcolo del contributo di cui al precedente alinea tenga conto della valorizzazione dell'energia elettrica immessa, nei limiti del valore dell'energia elettrica complessivamente prelevata, nonché degli oneri relativi ai servizi di trasporto e di dispacciamento per l'energia elettrica prelevata nei limiti della quantità di energia elettrica scambiata operando una ri-attribuzione di valore di ciò che in precedenza è stato immesso in rete;
- prevedere che, nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore:
  - per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, venga riportato a credito negli anni solari successivi compatibilmente con le disposizioni di cui all'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03;
  - per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, possa essere, a scelta dell'utente dello scambio, compensata secondo le stesse modalità di cui al precedente alinea, ovvero venduta;
- prevedere che la differenza tra i costi sostenuti dal GSE e i ricavi ottenuti dal GSE per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, oltre che gli altri costi sostenuti dal medesimo ai fini delle verifiche, vengano compensati dal Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, alimentato dalla componente tariffaria A_3;
- modificare la deliberazione n. 188/05 e la deliberazione n. 90/07 al fine di coordinarle con quanto previsto dal presente provvedimento;
- abrogare la deliberazione n. 28/06

DELIBERA

1. è approvato il Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico economiche per lo scambio sul posto (TISP), di cui all'***Allegato A***, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;
2. l'Allegato A al presente provvedimento, oltre che i successivi punti 7 e 8, ha effetti a decorrere dall'1 gennaio 2009. La deliberazione n. 28/06 è abrogata a decorrere dalla medesima data;
3. quanto previsto nel presente comma e nei commi 4 e 5 si applica con riferimento alle definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 28/06.
   I Gestori contraenti effettuano i calcoli previsti dall'articolo 6, comma 6.7, della medesima deliberazione per il periodo compreso tra l'inizio dell'Anno, e il 31 dicembre 2008, dandone comunicazione al Richiedente, ad un eventuale soggetto terzo che rappresenta il Richiedente e al GSE entro il 25 febbraio 2009. Per quanto riguarda i dati di misura necessari per il calcolo dei predetti valori si applicano le stesse modalità previste dall'articolo 7, commi 7.2 e 7.3, della deliberazione ARG/elt 42/08. I Gestori contraenti trasmettono al GSE, entro il 25 febbraio 2009, la produzione incentivata dell'anno 2008, di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera a), punto i), della deliberazione n. 188/05, per ogni Richiedente a cui deve essere calcolata;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

4. qualora al 31 dicembre 2008 vi sia un Saldo annuale riportabile SR positivo, a tale quantità di energia elettrica viene attribuito un controvalore unitario pari alla media aritmetica nazionale dei valori dei prezzi zonali orari, di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06, riferiti al 2008. Tale controvalore viene considerato dal GSE ai fini del calcolo del contributo in conto scambio, secondo quanto previsto dal comma 5.6 dell'Allegato A al presente provvedimento;
5. entro il 30 settembre 2008, le imprese distributrici e Terna trasmettono al GSE le informazioni e i dati, come indicati dal medesimo GSE, necessari ai fini dell'attivazione dello schema di scambio sul posto previsto dal presente provvedimento, ivi inclusi i codici identificativi di cui all'articolo 37, comma 37.1, della deliberazione n. 111/06 relativi agli impianti di produzione in regime di scambio su posto ai sensi della deliberazione n. 28/06;
6. i Gestori contraenti danno tempestiva comunicazione ai Richiedenti del venir meno, a decorrere dall'1 gennaio 2009, del rapporto contrattuale preesistente e della possibilità di sostituirlo con un nuovo rapporto contrattuale, da siglare con il GSE in applicazione dell'Allegato A al presente provvedimento. Il GSE, sulla base delle informazioni e dei dati di cui al punto 5, comunica ai Richiedenti le nuove modalità dello scambio sul posto, indicandone le modalità per l'accesso e dando indicazioni ai fini della stipula della nuova convenzione di cui al comma 3.3 dell'Allegato A al presente provvedimento, con decorrenza dall'1 gennaio 2009;
7. la deliberazione n. 188/05 è modificata nei punti di seguito indicati:
   - all'articolo 1, le parole "n. 28/06" sono sostituite dalle parole "ARG/elt 74/08";
   - all'articolo 3bis, comma 3bis.1.1, le parole "coincide con il Richiedente, come definito dalla deliberazione n. 28/06" sono sostituite dalle parole "coincide con l'utente dello scambio, come definito dalla deliberazione ARG/elt 74/08";
   - nella rubrica dell'articolo 3bis.1 e dell'articolo 3bis.5, le parole "Gestore contraente" sono sostituite dalle parole "impresa distributrice";
   - all'articolo 3bis, comma 3bis.1.4, le parole "n. 28/06" sono sostituite dalle parole "ARG/elt 74/08"; al medesimo comma, dopo le parole "dell'energia elettrica prodotta", sono aggiunte le parole "con cadenza mensile";
   - all'articolo 4, il comma 4.1 è sostituito dal seguente:

     4.1 Nel caso di impianti fotovoltaici con potenza nominale non inferiore a 1 kW e non superiore ai 20 kW che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, si applica quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 74/08, oltre che le seguenti disposizioni:

     4.1.1 La produzione incentivata di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera a), punto i), con riferimento all'Anno i (PRD_i), è la produzione resa disponibile, nell'anno solare i, alle utenze del soggetto responsabile in applicazione della disciplina del servizio di scambio sul posto di cui alla deliberazione ARG/elt 74/08, e pari a:

$$PRD_i = Prod_i - S_i \quad \text{se } S_i \geq 0$$
$$Prod_i - (S_i + P_i) \quad \text{se } S_i < 0,$$

dove:

- $Prod_i$ è la quantità di energia elettrica prodotta nell'anno solare i, come definita dall'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto ministeriale 28 luglio 2005;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- S_i è il Saldo annuale dell'anno solare i, pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata nel medesimo anno;
- P_i è il Prelievo assegnato all'utente dello scambio, pari a:
  - zero se $(S_i + SR_{i-1}) \geq 0$
  - $-(S_i + SR_{i-1})$ se $(S_i + SR_{i-1}) < 0$
- SR_i è il Saldo annuale riportabile, pari a:
  - zero se $(S_i + SR_{i-1}) \leq 0$
  - $(S_i + SR_{i-1})$ se $(S_i + SR_{i-1}) > 0$

4.1.2 La produzione incentivata di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera a), punto i), viene calcolata dal GSE, a partire dall'anno 2009, sulla base dell'anno solare, secondo le modalità di cui al comma 4.1.1.

4.1.3 Il pagamento delle "tariffe incentivanti" viene effettuato dal soggetto attuatore, che eroga un valore annuo pari al prodotto tra la produzione incentivata di cui al precedente comma 4.1.1 e la "tariffa incentivante" di cui all'articolo 5 del decreto ministeriale 28 luglio 2005. Tale pagamento viene effettuato bimestralmente in acconto, salvo conguaglio a fine anno. Il pagamento viene effettuato nel mese successivo a quello in cui l'ammontare bimestrale cumulato di detto valore supera il valore di 250 euro.

8. la deliberazione n. 90/07 è modificata nei punti di seguito indicati:
   - All'articolo 1, comma 1.1, le parole "le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 28/06" sono soppresse;
   - All'articolo 1, comma 1.1, le parole "il soggetto responsabile coincide con il Richiedente, come definito dalla deliberazione n. 28/06" sono sostituite dalle seguenti: "il soggetto responsabile coincide con l'utente dello scambio, come definito dalla deliberazione ARG/elt 74/08";
9. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Allegato A

TESTO INTEGRATO DELLE MODALITÀ E DELLE CONDIZIONI TECNICO ECONOMICHE PER LO SCAMBIO SUL POSTO

TITOLO I
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1. Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 387/03, le definizioni di cui agli articoli 2 e 3 del decreto legislativo n. 20/07, le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 111/06, le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Trasporto, nonché le seguenti definizioni:

a) **contributo in conto scambio** è l'ammontare, espresso in euro e determinato dal GSE ai sensi del presente provvedimento, che garantisce, al più, l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente dello scambio, limitatamente alla quantità di energia elettrica prelevata, ed il valore dell'energia elettrica immessa in rete per il tramite di un punto di scambio;
b) **energia elettrica immessa** è l'energia elettrica effettivamente immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi aumentata di un fattore percentuale, nel caso di punti di immissione in bassa tensione ed in media tensione, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 12, comma 12.6, lettera a), della deliberazione n. 111/06;
c) **energia elettrica prelevata** è l'energia elettrica effettivamente prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi aumentata di un fattore percentuale, secondo le stesse modalità previste dall'articolo 12, comma 12.6, lettera b), della deliberazione n. 111/06;
d) **energia elettrica scambiata** è, relativamente ad un anno solare, il valore minimo tra il totale dell'energia elettrica immessa e il totale dell'energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio;
e) **GSE** è la società Gestore dei servizi elettrici Spa;
f) **impianto** è:
   f1) nel caso in cui sia alimentato dalla fonte idrica, l'insieme delle opere di presa, di adduzione e di restituzione, delle opere civili ed elettromeccaniche, poste a monte del punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi, a cui è associato il/i disciplinare/i di concessione di derivazione d'acqua; ovvero
   f2) nel caso in cui sia alimentato da fonti diverse da quella idrica, di norma, l'insieme dei gruppi di generazione di energia elettrica posti a monte del punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi;
g) **potenza attiva nominale di un generatore** è la massima potenza elettrica attiva espressa in MW (calcolata moltiplicando la potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale) erogabile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
h) **potenza di un impianto** è:
   h1) nel caso in cui l'impianto sia alimentato dalla fonte idrica, la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale;
   h2) nel caso in cui l'impianto sia alimentato da fonti diverse da quella idrica, la somma delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

i) **prezzo zonale orario** è il prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06;
j) **punto di scambio** è il punto di connessione tra la rete con obbligo di connessione di terzi e l'impianto per cui si richiede il servizio di scambio sul posto, nel caso in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata con la rete coincidano. Con riferimento a tale punto viene misurata l'energia elettrica immessa e prelevata;
k) **scambio sul posto** è il servizio erogato dal GSE atto a consentire la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione;
l) **utente dello scambio** è il soggetto a cui è erogato lo scambio sul posto.

Articolo 2
Oggetto e finalità

2.1. Il presente provvedimento disciplina le modalità e le condizioni economiche per lo scambio sul posto dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 e dell'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07.

2.2. Il servizio di scambio sul posto è erogato al cliente finale, o a un soggetto mandatario del medesimo cliente finale, che è titolare o ha la disponibilità di:
a) impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW. Rientrano le centrali ibride qualora, su base annua, la produzione non imputabile alle fonti rinnovabili sia inferiore al 5% della produzione totale;
b) impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.
L'utente dello scambio deve essere controparte del contratto di acquisto riferito all'energia elettrica prelevata sul punto di scambio.

2.3. Le disposizioni di cui al presente provvedimento perseguono principi di semplicità procedurale, di certezza, trasparenza e non discriminazione, tenendo conto di quanto previsto dall'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 e dall'articolo 6, comma 6, del decreto legislativo n. 20/07.

TITOLO II
MODALITÀ PROCEDURALI

Articolo 3
Procedure per lo scambio sul posto dell'energia elettrica

3.1. Il servizio di scambio sul posto viene erogato dal GSE agli utenti dello scambio.

3.2. Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto presenta istanza al GSE e, per conoscenza, all'impresa di vendita con cui regola i prelievi di energia elettrica, utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE, positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità. Nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto indica se intende vendere la propria produzione in eccesso o se intende portarla a credito per gli anni successivi.

3.3. Il GSE stipula con il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto la convenzione per la regolazione dello scambio sul posto e le relative tempistiche secondo uno schema di convenzione definito dal medesimo GSE sulla base di quanto previsto dal presente provvedimento e positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

3.4. La convenzione di cui al comma 3.3 è di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile. Inoltre, tale convenzione sostituisce i normali adempimenti relativi all'immissione di energia elettrica, ma non sostituisce i normali adempimenti relativi all'acquisto dell'energia elettrica prelevata, come previsti dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06. Pertanto, la regolazione economica dei prelievi di energia elettrica avviene secondo le modalità previste dalla regolazione vigente, ivi inclusa la maggior tutela per gli aventi diritto.

3.5. Lo scambio sul posto secondo le modalità di cui al presente provvedimento decorre da una data, concordata tra il GSE e l'utente dello scambio, non antecedente alla data in cui viene inoltrata al GSE l'istanza di cui al comma 3.2. Nel caso di inoltro a mano o tramite corriere o tramite posta prioritaria o posta ordinaria, la data di inoltro coincide con la data di ricevimento della domanda medesima da parte del GSE, come da quest'ultimo registrata.

3.6. Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo, nonché ai fini della gestione tecnica, economica ed amministrativa dello scambio sul posto, il GSE predispone un apposito portale informatico.

3.7. Nel caso di cambio dell'impresa di vendita, l'utente dello scambio è tenuto a:
- comunicare all'impresa di vendita subentrante la sussistenza della convenzione con il GSE per lo scambio sul posto;
- comunicare al GSE gli estremi dell'impresa di vendita subentrante, specificando la data a decorrere dalla quale ha avuto inizio il nuovo contratto di vendita.

TITOLO III
MODALITÀ DI EROGAZIONE DELLO SCAMBIO SUL POSTO

Articolo 4
Adempimenti in capo agli utenti dello scambio sul posto e alle imprese di vendita

4.1. Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, l'utente dello scambio è tenuto a:
   a) nei casi di centrali ibride, trasmettere al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, le quantità e le energie primarie associate a tutti i combustibili utilizzati nel corso dell'anno precedente;
   b) nei casi di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, trasmettere al GSE, entro il 31 marzo di ogni anno, i dati e le informazioni necessarie ai fini della verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento, secondo quanto previsto dall'articolo 4 della deliberazione n. 42/02;
   c) consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture al GSE per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste dall'articolo 7 del presente provvedimento.

4.2. Entro il 31 marzo di ogni anno, le imprese di vendita che, nel corso dell'anno solare precedente hanno fornito utenti dello scambio trasmettono al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto e secondo modalità definite dal medesimo GSE, i seguenti dati e informazioni, su base annuale solare e relativi a ciascun utente dello scambio:
   a) la tipologia di utenza ai sensi dell'articolo 2, comma 2.2, del Testo Integrato Trasporto;
   b) le informazioni necessarie alla regolazione dei servizi di trasporto, ai sensi del Testo Integrato Trasporto, e di dispacciamento, ai sensi della deliberazione n. 111/06;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

c) l'onere sostenuto dall'utente dello scambio, espresso in €, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata, inclusivo degli oneri relativi ai servizi di trasporto e di dispacciamento, al netto delle imposte (O_{PR}), relativo all'anno precedente. Tale onere, su base annuale solare, deve risultare evidente dalle fatture che l'impresa di vendita trasmette al proprio cliente oltre che al GSE, qualora esplicitamente richiesto.

Articolo 5

Adempimenti in capo al GSE

5.1. L'immissione in rete di energia elettrica nell'ambito dello scambio sul posto è gestita dal GSE applicando le disposizioni di cui alla deliberazione n. 111/06 e di cui al Testo Integrato Trasporto.

5.2. Il GSE, ai fini del calcolo del contributo per lo scambio sul posto, associa all'energia elettrica immessa un controvalore (C_{Ei}), espresso in €, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo zonale orario di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione n. 111/06.

5.3. Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, la parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dal medesimo utente per il pagamento dei servizi di trasporto e di dispacciamento (CU_S), espressa in c€/kWh, calcolata sommando algebricamente la quota energia dei corrispettivi previsti rispettivamente dal Testo Integrato Trasporto e dalla deliberazione n. 111/06. Tale calcolo esclude la componente MCT e, solo nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, include le componenti tariffarie A e UC. Nel caso in cui i valori unitari di cui al presente comma siano aggiornati nel corso dell'anno solare, il GSE ne considera la media aritmetica ai fini del presente provvedimento.

5.4. Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, la parte energia (O_E), espressa in €, dell'onere sostenuto dal medesimo utente per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata, calcolata sottraendo all'onere O_{PR}, di cui al comma 4.2, lettera c), gli oneri associati ai servizi di trasporto e di dispacciamento richiamati al comma 5.3 comprensivi delle relative componenti fisse, ove presenti, nonché gli oneri generali e gli oneri corrispondenti all'applicazione della componente tariffaria MCT.

5.5. Il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, il contributo in conto scambio (CS), espresso in €, pari alla somma del:

i) minor valore tra il termine C_{Ei} di cui al comma 5.2 e il termine O_E di cui al comma 5.4;

ii) prodotto tra il termine CU_S di cui al comma 5.3 e l'energia elettrica scambiata.

5.6. Nel caso in cui, per ciascun utente dello scambio, il termine O_E di cui al comma 5.4 sia inferiore al termine C_{Ei} di cui al comma 5.2, la differenza tra C_{Ei} ed O_E:

a) per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, viene riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita. Tale credito, o parte di esso, viene sommato dal GSE al termine C_{Ei} di cui al comma 5.2 solo negli anni in cui il medesimo termine C_{Ei} sia inferiore al termine O_E di cui al comma 5.4 e comunque, ogni anno, nei limiti del valore del termine O_E;

b) nel caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento per i quali l'utente dello scambio ha optato per la gestione a credito delle eventuali eccedenze, viene riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita, secondo quanto previsto dalla lettera a);

c) nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento per i quali l'utente dello scambio ha optato per la vendita delle eventuali eccedenze, viene riconosciuta dal GSE all'utente dello scambio quale ricavo di vendita dell'energia elettrica eccedentaria.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 6
Regolazione economica del servizio di scambio sul posto

6.1. Il GSE, nell'ambito della convenzione di cui al comma 3.3:
   a) riconosce all'utente dello scambio il contributo in conto scambio CS calcolato secondo quanto previsto al comma 5.5;
   b) nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento per i quali l'utente dello scambio ha optato per la vendita delle eventuali eccedenze, riconosce all'utente dello scambio l'importo di cui al comma 5.6, lettera c), derivante dalla vendita dell'energia elettrica eccedentaria;
   c) riceve dall'utente dello scambio un contributo, pari a 30 (trenta) euro/anno per ogni impianto, a copertura dei costi amministrativi.

6.2. La regolazione economica del servizio di scambio sul posto, di cui al comma 6.1, viene effettuata dal GSE a conguaglio su base annuale solare a seguito dell'espletamento degli adempimenti posti in capo all'utente dello scambio e all'impresa di vendita ai sensi dell'articolo 4, nonché degli obblighi informativi in capo ai soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 9. Il GSE prevede altresì una regolazione periodica in acconto sulla base di criteri proposti dal medesimo e positivamente verificati dal Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

TITOLO IV
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 7
Verifiche

7.1. Il GSE effettua le verifiche sugli impianti che si avvalgono dello scambio sul posto, svolte, ove necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi.

7.2. Ai fini della verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento, si applica quanto previsto dalla deliberazione n. 42/02. In particolare, la verifica positiva di tale condizione sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno precedente ha effetti per l'ammissione allo scambio sul posto nell'anno corrente. Per gli impianti ricadenti nel primo periodo di esercizio, l'ammissione allo scambio sul posto, che in ogni caso non può essere antecedente alla data di avvio del primo periodo di esercizio, avviene previa verifica della condizione di cogenerazione ad alto rendimento sulla base dei dati di progetto dell'impianto: qualora, sulla base dei dati effettivi di esercizio, la condizione di cogenerazione ad alto rendimento non dovesse essere soddisfatta, si applica quanto previsto al comma 7.3.

7.3. Qualora l'impianto non dovesse risultare cogenerativo ad alto rendimento, anche a seguito delle verifiche effettuate ai sensi della deliberazione n. 42/02, ovvero non dovesse rispettare il requisito di cui al comma 2.2, lettera a), nel caso di centrali ibride, l'utente dello scambio restituisce al GSE quanto ottenuto in applicazione dell'articolo 6, maggiorato degli interessi legali. Per l'energia elettrica immessa il GSE applica all'utente dello scambio le condizioni di cui alla deliberazione n. 280/07.

7.4. Il GSE segnala ogni situazione anomala riscontrata all'Autorità, che adotta i provvedimenti di propria competenza.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 8
Modalità di copertura delle risorse necessarie al GSE per l'applicazione dello scambio sul posto

8.1. La differenza tra i costi sostenuti dal GSE e i ricavi ottenuti dal medesimo GSE in applicazione dello scambio sul posto è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

8.2. Ai fini della determinazione del valore della componente tariffaria A_3, il GSE comunica all'Autorità e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, trimestralmente, entro la prima decade del mese che precede l'aggiornamento della tariffa elettrica:
a) i dati a consuntivo, relativi ai mesi precedenti dell'anno in corso, delle quantità di energia scambiate secondo le modalità di cui al presente provvedimento e il conseguente fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto;
b) la previsione, per i mesi residui dell'anno in corso, oltre che per l'anno successivo, del gettito necessario ai fini dell'applicazione del presente provvedimento.

8.3. Nelle comunicazioni di cui al comma 8.2, il GSE evidenzia l'incidenza sul fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui al comma 8.1, distinguendo tra fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento.

8.4. Con cadenza annuale il GSE trasmette all'Autorità:
a) entro il mese di dicembre, una descrizione delle attività da svolgere per i tre anni successivi in applicazione del presente provvedimento, ivi inclusa la gestione operativa del servizio di scambio sul posto, comprensiva dei preventivi di spesa per lo stesso periodo;
b) entro il mese di marzo, una descrizione delle attività svolte nell'anno precedente, indicando anche il dettaglio dei costi sostenuti.

Articolo 9
Obblighi informativi

9.1. I soggetti responsabili della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prelevata e dell'energia elettrica immessa, trasmettono al GSE i valori dell'energia elettrica immessa e dell'energia elettrica prelevata tramite ciascun punto di scambio con le stesse tempistiche previste dall'articolo 18 del Testo Integrato Vendita, secondo modalità e formati definiti dal GSE.

9.2. Il GSE, entro 15 giorni dalla sottoscrizione della convenzione per lo scambio sul posto da parte dell'utente dello scambio, comunica ai soggetti responsabili di cui al comma 9.1 l'elenco dei punti di connessione che insistono sulla loro rete con obbligo di connessione di terzi e che hanno richiesto il servizio di scambio sul posto.

9.3. Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata le informazioni di cui al comma 9.1 riferite ad un periodo storico pari al massimo di cinque anni qualora necessarie al medesimo per le attività di propria competenza.

Articolo 10

Regole tecniche per lo scambio sul posto

10.1. Entro il 15 settembre 2008 il GSE predispone e trasmette all'Autorità un documento contenente i criteri puntuali di calcolo per l'applicazione del presente provvedimento, oltre che criteri di calcolo da applicarsi nei casi in cui ad unico punto di scambio risultino collegati più impianti di produzione di diversa tipologia aventi diritto ad accedere al servizio di scambio sul posto. Tale documento, a seguito della verifica da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità, viene pubblicato sul sito internet del GSE.

Milano, 3 giugno 2008

Il presidente: ORTIS

08A04901

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 11 giugno 2008.

Criteri per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE. (Deliberazione ARG/elt 77/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'11 giugno 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95 (di seguito: legge n. 481/95);
- la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea 13 ottobre 2003, n. 2003/87/CE e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: direttiva 2003/87/CE);
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: dPR n. 445/00);
- il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 23 febbraio 2006 (di seguito: decreto 23 febbraio 2006);
- il decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216/06, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto legislativo n. 216/06);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04 (di seguito: deliberazione n. 60/04);
- la deliberazione dell'Autorità 1 agosto 2006, n. 178/06 (di seguito: deliberazione n. 178/06);
- la decisione di assegnazione delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012 approvata ai sensi dell'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 216/06 (di seguito: decisione di assegnazione per il periodo 2008-2012);
- il documento per la consultazione 15 novembre 2006, recante "Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di definizione dei criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE" (di seguito: documento per la consultazione 15 novembre 2006);
- le osservazioni al documento per la consultazione 15 novembre 2006 pervenute all'Autorità;
- la lettera del 20 novembre 2007, prot. Autorità n. RM/M07/5520, con cui l'Autorità ha chiesto al Consiglio di Stato, tra l'altro, un parere sul riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE (di seguito: lettera del 20 novembre 2007);
- il parere n. 4390/2007 rilasciato dalla sezione terza del Consiglio di Stato in data 27 maggio 2008 (di seguito: parere n. 4390/2007).

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Considerato che:

- la direttiva 2003/87/CE, al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas serra secondo criteri di efficienza economica, ha istituito un meccanismo di tipo "cap & trade" per il quale, tra l'altro, è previsto un duplice obbligo per gli impianti da essa regolati:
  a) la necessità di possedere un permesso per ogni tonnellata di gas serra emessa in atmosfera, espressa in termini di tonnellate di CO_2 equivalente; parte di tali permessi vengono assegnati a titolo gratuito dal Governo nazionale tramite un Piano Nazionale d'Assegnazione (quote assegnate);
  b) l'obbligo di rendere un numero di quote d'emissione corrispondenti alle tonnellate di gas serra espresse in tonnellate di CO_2 equivalente (quote rese) complessivamente emesse nel periodo di assegnazione;
- nel caso in cui il numero delle quote assegnate risulti, al termine del periodo di assegnazione, maggiore del numero di quote rese, i produttori possono valorizzare a proprio beneficio le quote eccedentarie di cui dispongono;
- nel caso in cui il numero delle quote assegnate risulti, al termine del periodo di assegnazione, minore del numero di quote rese, i produttori debbono approvvigionarsi sul mercato di quote di emissione sufficienti a coprire tale difetto, trovandosi a sostenere costi aggiuntivi conseguenti all'applicazione della direttiva 2003/87/CE;
- il titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 prevede che il prezzo di cessione definito dal medesimo provvedimento venga aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi;
- l'applicazione delle disposizioni di cui al titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 comporta, comunque, un incremento degli oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, alimentato dalla componente tariffaria A3;
- il riconoscimento degli oneri conseguenti all'applicazione della direttiva 2003/87/CE, ai sensi del predetto titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 debba avvenire sulla base di criteri che permettano di armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei produttori con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, come previsto dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95;
- l'Autorità, con il documento per la consultazione 15 novembre 2006, ha espresso le proprie proposte in materia di definizione dei criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE;
- i soggetti interessati, in risposta al documento per la consultazione 15 novembre 2006, hanno manifestato un generale parere favorevole ai principi esposti nel medesimo documento, richiedendo, tra l'altro, che:
  - il riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE sia effettuato valorizzando annualmente (anziché al termine di ogni periodo di assegnazione) la differenza tra il numero di quote rese e il numero di quote assegnate alla media dei valori annuali delle quote di emissione, al fine di dare certezza agli operatori del settore e per evitare sopravvenienze attive/passive dopo vari anni sia dal punto di vista contabile che finanziario;
  - ai fini del calcolo del valore riconosciuto per quota di emissione, si faccia riferimento alla media aritmetica e non alla media ponderata sulle quantità giornaliere scambiate nei mercati di riferimento, poiché l'applicazione di una media aritmetica costituirebbe un meccanismo più facilmente gestibile e prevedibile;

- ai fini del calcolo del valore riconosciuto per quota di emissione si faccia riferimento non solo alle contrattazioni EUA (*European Union Allowance*) spot, come risultanti in una o in più sedi organizzate europee di negoziazione dei titoli di emissione, ma anche ai titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit* - derivanti da progetti internazionali – *Clean Development Mechanism e Joint Iimplementation*) inclusi quelli disponibili presso l'*Italian Carbon Fund*. Tuttavia altri produttori titolari di impianti Cip n. 6/92 ritengono tali crediti difficilmente accessibili e ritengono i relativi mercati troppo poco liquidi. Pertanto tali produttori ritengono preferibile l'utilizzo delle sole contrattazioni EUA e non anche dei titoli CER ed ERU, soprattutto con riferimento al primo periodo di assegnazione.

Considerato che:

- l'Autorità, con lettera del 20 novembre 2007, ha richiesto al Consiglio di Stato, tra l'altro, un parere sul riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE e, in particolare, se:
  a) il Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 si applica anche per riconoscere gli oneri derivanti dall'applicazione di una normativa comunitaria quale la direttiva 2003/87/CE;
  b) il Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 si applica limitatamente ai primi otto anni di esercizio durante i quali viene riconosciuta l'ulteriore componente di cui al Titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92 al fine di coprire i maggiori costi di investimento ovvero se sia legittimo estendere il riconoscimento dei maggiori costi per l'intera durata delle convenzioni di cessione destinata;
- il Consiglio di Stato, con parere n. 4390/2007, ha ritenuto opportuno che l'Autorità, per l'intera durata delle convenzioni di cessione destinata Cip n. 6/92, provveda al riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, secondo criteri idonei a incentivare i produttori a negoziare in maniera efficiente i titoli di emissione di CO2, con l'obiettivo di minimizzare l'entità dei maggiori oneri posti a carico dei clienti finali.

Considerato che:

- durante il primo periodo di assegnazione, compreso tra il 2005 e il 2007, i titoli CER ed ERU (derivanti da progetti internazionali – Clean Development Mechanism e Joint Implementation) sono stati scambiati in quantità molto contenute e, con riferimento ai primi, solo a partire dal 2007 nell'ambito di mercati organizzati;
- durante il secondo periodo di assegnazione, compreso tra il 2008 e il 2012, ai sensi della decisione di assegnazione per il periodo 2008-2012, i produttori titolari di impianti termoelettrici, al fine del rispetto dell'obbligo annuale di restituzione delle quote di CO2, potranno utilizzare complessivamente i titoli CER ed ERU in numero pari, al massimo, al 19,3% delle quote assegnate;
- per l'anno 2008, alla data di approvazione del presente provvedimento, tra i titoli derivanti da progetti internazionali, sono scambiati sui mercati organizzati solo i titoli CER sulla base di contratti futures.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Ritenuto opportuno:

- riconoscere, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, gli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE limitatamente all'energia elettrica ceduta al Gestore dei servizi elettrici-GSE S.p.A. (di seguito: GSE), nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92;
- prevedere che il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto sia correlato, in ciascun anno solare, alla differenza, se positiva, tra il numero di quote rese e il numero di quote assegnate nell'anno;
- evitare un riconoscimento "a piè di lista" dei costi sostenuti, indirizzando invece i produttori verso una contrattazione efficiente delle quote di emissione, con riferimento all'andamento dei mercati sovranazionali;
- definire, pertanto, un valore riconosciuto per ogni quota di emissione che:
  - per il primo periodo di assegnazione, compreso tra il 2005 e il 2007, tenga conto delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei crediti EUA di emissione di CO_2 registrati, con riferimento a ciascun anno, nei principali mercati spot europei, come individuati, per la stessa finalità, nella deliberazione n. 178/06; con ciò escludendo il riferimento ai prezzi medi di negoziazione dei titoli CER ed ERU che sono stati scambiati in quantità molto contenute e, per i primi, solo a partire dal 2007 nell'ambito di mercati organizzati;
  - per il secondo periodo di assegnazione, compreso tra il 2008 e il 2012, tenga conto sia delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura EUA dei crediti di emissione di CO_2, sia delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura dei titoli CER ed ERU registrati, con riferimento a ciascun anno, nei principali mercati organizzati europei; e che, in particolare, si valorizzi alla media dei prezzi di negoziazione dei titoli CER ed ERU il numero massimo di quote che ogni produttore può acquistare ricorrendo ai titoli CER ed ERU (pari al 19,3% del numero di quote assegnate), al fine di promuovere l'utilizzo, da parte dei produttori titolari degli impianti termoelettrici in oggetto, dei titoli CER ed ERU in numero pari al massimo consentito;
- prevedere che, per il secondo periodo di assegnazione, i mercati e i contratti di riferimento siano individuati annualmente, entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello rilevante ai fini del riconoscimento degli oneri, tenendo conto dei volumi scambiati e del grado di standardizzazione dei contratti negoziati che attualmente risulta essere in forte evoluzione;
- prevedere che gli oneri riconosciuti siano quelli che complessivamente derivano dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE durante ciascun periodo di assegnazione, poiché l'assegnazione delle quote di emissione, che pur avviene annualmente, riguarda un periodo pluriennale e poiché ogni produttore ha la facoltà di utilizzare le quote assegnate in un dato anno anche negli anni successivi, comunque nell'ambito del medesimo periodo di assegnazione;
- prevedere, per quanto detto al precedente alinea, che, qualora al termine di un anno il numero di quote di emissione assegnate sia superiore al numero delle quote rese, il valore attribuito alla differenza tra le quote assegnate e quelle rese venga portato a compensazione di eventuali oneri da riconoscere, in applicazione al presente provvedimento negli anni successivi che appartengono al medesimo periodo di assegnazione

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al provvedimento Cip n. 6/92, le definizioni di cui all'articolo 3 della direttiva 2003/87/CE, nonché le seguenti:
   a) **quota di emissione** di CO_2 è una quota per l'emissione di una tonnellata di gas serra che può essere acquistata o venduta nell'ambito del sistema di scambi europeo istituito ai sensi della direttiva 2003/87/CE;
   b) **quote assegnate** sono le quote di emissione di cui il produttore dispone per ogni impianto;
   c) **quote rese** sono le quote di emissione che il produttore, per ogni impianto, è tenuto a restituire sulla base delle emissioni effettive di gas serra, ai sensi della direttiva 2003/87/CE;
   d) **numero di quote scoperte** è la differenza annuale, se positiva, tra il numero di quote rese e il numero di quote assegnate;
   e) **primo periodo di assegnazione** è il periodo compreso tra il 2005 e il 2007, durante il quale le quote di emissione sono state assegnate, per ogni impianto, dal decreto 23 febbraio 2006;
   f) **secondo periodo di assegnazione** è il periodo compreso tra il 2008 e il 2012, durante il quale le quote di emissione sono state assegnate, per ogni impianto, con la decisione di assegnazione per il periodo 2008-2012;
   g) **periodo di diritto al riconoscimento degli oneri** è il periodo intercorrente tra l'1 gennaio 2005 e la data di scadenza della convenzione di cessione dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92.

Articolo 2
Oggetto del provvedimento ed ambito di applicazione

2.1 Con il presente provvedimento, vengono definiti i criteri e le modalità per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata e nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 e il 31 dicembre 2012.

2.2 Condizione necessaria per il riconoscimento degli oneri di cui al presente provvedimento, è l'invio, alla Direzione Mercati dell'Autorità, per ogni impianto, di un'unica istanza riferita all'intero periodo di diritto al riconoscimento degli oneri di cui al comma 2.1. L'istanza include una dichiarazione sostituiva di atto di notorietà, firmata dal legale rappresentante, ai sensi degli articoli 21, 38 e 47 del dPR n. 445/00, in cui si dia evidenza dei requisiti di cui al comma 2.1.

2.3 Ai fini del riconoscimento degli oneri di cui al presente provvedimento, i soggetti che hanno presentato l'istanza di cui al comma 2.2 devono inviare alla Direzione Mercati dell'Autorità, per ogni anno solare e per ogni impianto, non appena disponibili, i seguenti dati e informazioni:
   a) numero di quote assegnate per l'anno solare in oggetto e per l'intero periodo di assegnazione;
   b) numero di quote rese nell'anno solare in oggetto;
   c) coefficiente emissivo medio di gas serra, espresso in g/kWh, dei tre anni solari precedenti a quello in oggetto, specificando i parametri utilizzati per il calcolo;
   d) data di termine del periodo di diritto al riconoscimento degli oneri;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

e) quantità di energia elettrica netta, espressa in GWh, prodotta dall'impianto nell'anno solare in oggetto;
f) quota dell'energia elettrica di cui alla precedente lettera e), espressa in GWh, ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, nell'anno solare in oggetto;
g) attestato di verifica della dichiarazione riguardante le emissioni rilasciate dall'impianto, rilasciato da un verificatore accreditato secondo quanto previsto all'articolo 17, comma 1, del decreto legislativo n. 216/06.

2.4 La Direzione Mercati dell'Autorità verifica i dati ricevuti, richiedendo, se necessario, ulteriori elementi.

Articolo 3
Numero di quote di emissione ammesse annualmente al riconoscimento

3.1 Il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto, espresso in tonnellate di CO_2 equivalente, è pari, in ciascun anno solare, al prodotto tra:
a) il numero di quote scoperte e
b) il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta.

Articolo 4
Valore riconosciuto annualmente per ogni quota di emissione durante il primo periodo di assegnazione

4.1 Il valore, espresso il euro/t, riconosciuto per quota di emissione durante il primo periodo di assegnazione è pari, per ogni anno solare, al minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli spot EUA (*European Union Allowance*) calcolate, con riferimento all'anno in oggetto, per ciascuno dei seguenti mercati e prodotti:
a) BlueNext / spot EUA 2005-2007;
b) EEX - European Energy Exchange / spot EUA 2005-2007;
c) Nord Pool /spot (day ahead) EUA 2005-2007.
Nel calcolo delle medie sono esclusi i prezzi relativi alle sessioni in cui i volumi scambiati sono nulli.

4.2 Nell'anno solare in cui termina il diritto al riconoscimento degli oneri, ai fini del calcolo di cui al comma 4.1, si considerano solo i prezzi di chiusura giornalieri registrati nei mercati regolamentati e per i prodotti di cui al medesimo comma nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il giorno in cui termina il diritto al riconoscimento degli oneri.

Articolo 5
Valore riconosciuto annualmente per ogni quota di emissione durante il secondo periodo di assegnazione

5.1 I valori, espressi il euro/t, riconosciuti per quota di emissione durante il secondo periodo di assegnazione sono pari, in ogni anno solare, a:
- P_{FLEX}, limitatamente ad un numero di quote pari al minimo tra il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento di cui al comma 3.1 e il 19,3% del numero di quote assegnate moltiplicato per il rapporto di cui al comma 3.1, lettera b);

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- P_{EUA}, limitatamente ad un numero di quote pari all'eventuale differenza positiva tra il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento di cui al comma 3.1 e il 19,3% del numero di quote assegnate moltiplicato per il rapporto di cui al comma 3.1, lettera b),

dove:

- P_{FLEX} è il minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit*) calcolate, con riferimento all'anno in oggetto, per ciascuno dei mercati regolamentati e dei prodotti di cui al punto 5.3;
- P_{EUA} è il minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA (*European Union Allowance*) calcolate, con riferimento all'anno in oggetto, per ciascuno dei mercati regolamentati e dei prodotti di cui al punto 5.3.

Nel calcolo delle medie sono esclusi i prezzi relativi alle sessioni in cui i volumi scambiati sono nulli.

5.2 Nell'anno solare in cui termina il diritto al riconoscimento degli oneri, ai fini del calcolo di cui al comma 5.1, si considerano solo i prezzi di chiusura giornalieri registrati nei mercati regolamentati e per i prodotti di cui al comma 5.3 nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il giorno in cui termina il diritto al riconoscimento degli oneri.

5.3 I mercati e i prodotti di riferimento sono individuati dall'Autorità con proprio provvedimento entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello rilevante ai fini del riconoscimento degli oneri, tenendo conto dei volumi scambiati e del grado di standardizzazione dei prodotti negoziati.

5.4 Con riferimento all'anno 2008, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{EUA} sono:

a) EEX – European Energy Exchange, contratto EUA Future dicembre 2008;
b) ECX – European Climate Exchange, contratto EUA Future dicembre 2008;
c) Nord Pool ASA, contratto EUA Future dicembre 2008.

Con riferimento all'anno 2008, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{FLEX} sono:

a) EEX – European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2008;
b) ECX – European Climate Exchange, contratto CER Future dicembre2008;
c) Nord Pool ASA, contratto CER Future dicembre 2008.

Articolo 6

Riconoscimento complessivo degli oneri per periodo di assegnazione

6.1 Gli oneri complessivamente riconosciuti per ogni impianto sono annualmente pari:

- durante il primo periodo di assegnazione, al prodotto tra il numero delle quote di emissione ammesse al riconoscimento di cui all'articolo 3 e il valore annuale riconosciuto per ogni quota di emissione di cui all'articolo 4;
- durante il secondo periodo di assegnazione, al prodotto tra il numero delle quote di emissione ammesse al riconoscimento di cui all'articolo 3, suddivise secondo quanto previsto dal comma 5.1, e i corrispondenti valori annuali riconosciuti per ogni quota di emissione di cui all'articolo 5.

6.2 Qualora, al termine di un anno, il numero di quote di emissione assegnate sia maggiore del numero di quote rese, l'importo pari al prodotto tra:

- la differenza tra il numero di quote di emissione assegnate e il numero di quote di emissione rese, moltiplicata per il rapporto di cui al comma 3.1, lettera b) e

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- il valore annuale di cui all'articolo 4 per il primo periodo di assegnazione, ovvero il valore P_{EUA} di cui all'articolo 5 per il secondo periodo di assegnazione,

viene portato a compensazione di eventuali oneri da riconoscere per lo stesso impianto, in applicazione al presente provvedimento, negli anni successivi che appartengono al medesimo periodo di assegnazione.

6.3 Viene dato mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità per gli atti necessari al riconoscimento degli oneri ai sensi del presente provvedimento, tenendo conto, caso per caso, delle risultanze delle verifiche effettuate ai sensi della deliberazione n. 60/04 ed informando l'Autorità dell'entità degli oneri complessivamente riconosciuti. L'entità degli oneri riconosciuti per ogni impianto ai sensi del presente provvedimento viene comunicata al produttore interessato, alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico e al GSE.

6.4 Il rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del presente provvedimento viene operato dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

6.5 Il riconoscimento degli oneri, ai sensi del presente provvedimento, viene effettuato su base annuale, fatte salve le eventuali compensazioni derivanti dall'applicazione del comma 6.2.

Articolo 7
Disposizioni finali

7.1 Con successivo provvedimento sono definiti i criteri e le modalità per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, per il periodo successivo al 31 dicembre 2012.

7.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

Milano, 11 giugno 2008

Il presidente: ORTIS

08A04902

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 17 giugno 2008.

Disposizioni in materia di perequazione per gli anni 2005, 2006 e 2007 e differimento dei termini relativi alla verifica del vincolo V1 per l'anno 2007. (Deliberazione ARG/elt 78/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 17 giugno 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04 (di seguito: Testo integrato 2004-2007), e in particolare la Parte III;
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2005, n. 115/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 202/05;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2005, n. 285/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 febbraio 2006, n. 43/06;
- la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2006, n. 145/06;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2006, n. 286/06;
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 76/07;
- la deliberazione dell'Autorità 23 aprile 2007, n. 95/07 (di seguito: deliberazione n. 95/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 159/07;
- la deliberazione dell'Autorità 6 luglio 2007, n. 168/07 (di seguito: deliberazione n. 168/07);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007 n. 336/07;
- la deliberazione dell'Autorità 21 febbraio 2008, ARG/elt 18/08;
- la deliberazione dell'Autorità 21 maggio 2008, ARG/elt 65/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 65/08);
- la determina del Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità 4 febbraio 2008, n. 1/08 (di seguito: determina n. 1/08);
- la nota di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 21 giugno 2007 prot. Autorità n. 015339 del 25 giugno 2007 (nota 21 giugno 2007);
- la nota delle Direzioni Mercati e Tariffe a Terna del 21 maggio 2008, prot. Autorità 14844;
- la nota di Enel Distribuzione S.p.A. del 14 maggio 2008, prot. 0225151, ricevuta dall'Autorità in data 20 maggio 2008, prot. Autorità 14540;
- la nota di Terna del 30 maggio 2008, prot. TE/P2008008894, ricevuta dall'Autorità in data 4 giugno 2008, prot. Autorità 16197;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- la nota dell'Acquirente Unico S.p.A. del 16 giugno 2008, ricevuta dall'Autorità in data 16 giugno 2008, prot. Autorità 017554 (nota 16 giugno 2008);
- la nota di Terna del 16 giugno 2008, ricevuta dall'Autorità in data 17 giugno 2008, prot. Autorità 17684.

Considerato che:

- la Parte III, Titolo 1, Sezione 1, del Testo integrato 2004-2007 disciplina i meccanismi di perequazione generale relativi al periodo di regolazione 2004-2007;
- in conseguenza dei gravi ritardi circa la definizione delle partite rilevanti per la perequazione generale degli anni 2004, 2005 e 2006, con deliberazione n. 95/07 l'Autorità ha, tra l'altro:
  - i) attivato procedure straordinarie per la determinazione a titolo definitivo delle partite di cui al comma 29.2 del Testo integrato 2004-2007, relativamente agli anni 2004 e 2005;
  - ii) attivato procedure straordinarie per la chiusura delle partite relative ai meccanismi di perequazione generale per i medesimi anni 2004 e 2005;
  - iii) introdotto indennizzi amministrativi a carico delle imprese distributrici che si fossero rese responsabili di ritardi ulteriori nella definizione della perequazione generale;
- in seguito alla nota 21 giugno 2007 di Terna, con deliberazione n. 168/07 l'Autorità ha sospeso i termini relativi alle perequazione generale per gli anni 2005 e 2006 e con la successiva deliberazione n. 177/07 ha avviato un'istruttoria conoscitiva circa anomalie riscontrate nella determinazione delle partite di energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale nell'anno 2007, estendendo l'attività istruttoria agli anni antecedenti, inclusi il 2005 e il 2006;
- le attività condotte da Terna e dalle imprese distributrici in relazione alla soluzione delle anomalie di cui al precedente punto ha dato luogo ad attività di conguaglio, con riflessi anche in relazione alle grandezze rilevanti per la perequazione generale;
- con deliberazione ARG/elt 65/08 l'Autorità ha stabilito che le quantità di energia immessa e prelevata per l'anno 2005 oggetto delle fatturazioni dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento già emesse alla data di entrata in vigore del medesimo provvedimento non potessero essere oggetto di ulteriori fatturazioni;
- con nota 16 giugno 2008 l'Acquirente Unico ha comunicato all'Autorità di aver completato le attività di definizione delle partite di conguaglio di cui al comma 29.2 del Testo integrato 2004-2007, relativamente all'anno 2005;
- sono in corso da parte di Terna le attività di conguaglio relativamente all'anno 2006 ed è prevedibile che entro il prossimo mese di luglio possano essere definiti i conseguenti conguagli di cui comma 29.2 del Testo integrato 2004-2007 anche da parte dell'Acquirente Unico;
- le attività di conguaglio relative all'anno 2007 necessarie per la definizione della perequazione generale del medesimo anno, per effetto dei ritardi accumulati relativamente agli anni precedenti, non potranno essere completate in tempi utili al rispetto delle scadenze previste dall'articolo 42 del Testo integrato 2004-2007;
- le attività in corso connesse alla chiusura delle partite di perequazione generale relative agli anni 2005 e 2006, si sovrappongono temporalmente con le scadenze previste per la verifica del vincolo V1 per l'anno 2007;
- con deliberazione n. 95/07 l'Autorità ha previsto che le modalità applicative della perequazione generale, nel caso delle cooperative di produzione e distribuzione di energia elettrica (di seguito: cooperative), fossero definite con determina del Direttore della Direzione tariffe;
- la determina di cui al precedente alinea è stata adottata il 4 febbraio 2008 e nel corrente mese di giugno la Cassa sta completando le elaborazioni conseguenti, relativamente all'anno 2004;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- il completamento delle attività di perequazione in relazione alle cooperative può avere riflessi, sia pur marginali, anche sulla valorizzazione dell'ammontare di perequazione di tutti gli altri esercenti, relativamente ai meccanismi di cui agli articoli 45 e 46 del Testo integrato 2004-2007.

Ritenuto opportuno:

- disporre l'immediato riavvio delle procedure di definizione degli ammontari di perequazione relativamente all'anno 2005;
- prevedere che gli ammontari che verranno liquidati in esito al riavvio delle procedure di perequazione disposto dal presente provvedimento abbiano valore definitivo e che eventuali esigenze di rettifica successive comportino l'applicazione automatica di un'indennità amministrativa calcolata secondo quanto previsto dall'articolo 9, comma 5, della deliberazione n. 95/07, a carico del soggetto responsabile della medesima
- prevedere che, con riferimento all'anno 2006, in vista della prossima definizione dei conguagli definitivi da parte di Terna e Acquirente unico, gli esercenti possano richiedere alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) l'erogazione in acconto, salvo conguaglio, degli ammontari di perequazione relativi a detto anno sulla base dei dati già comunicati alla Cassa;
- differire i termini relativi alle verifiche del vincolo V1 per l'anno 2007 e sospendere i termini relativi alla perequazione generale per il medesimo anno;
- prevedere tempistiche più flessibili per il completamento delle attività relative alla perequazione delle cooperative a valle delle quali la Cassa provvederà, ove necessario, alle conseguenti attività di assestamento degli ammontari di perequazione di cui agli articoli 45 e 46 del Testo integrato 2004-2007 per gli altri esercenti

DELIBERA

Articolo 1
Disposizioni urgenti in materia di perequazione generale per l'anno 2005

1.1 Ai fini della perequazione generale per l'anno 2005, si applicano le disposizioni dell'articolo 42 del Testo integrato 2004-2007, per quanto compatibili con i commi successivi del presente articolo.

1.2 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, con riferimento all'anno 2005, gli esercenti comunicano alla Cassa eventuali rettifiche e integrazioni ai dati precedentemente comunicati ai sensi del comma 42.6 del Testo integrato 2004-2007, ovvero confermano la correttezza dei medesimi. In mancanza di comunicazioni da parte dell'esercente, decorsi i 30 giorni previsti, si intendono confermati gli ultimi dati inviati alla Cassa.

1.3 Entro 10 (dieci) giorni lavorativi dalla comunicazione di cui al precedente comma 2, ovvero decorso inutilmente il termine di 30 giorni di cui al medesimo comma, con riferimento a ciascun esercente e a ciascun meccanismo di perequazione, la Cassa procede a determinare e a comunicare l'ammontare di perequazione definitivo.

1.4 Ciascun esercente, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, entro 30 (trenta) giorni dalla comunicazione degli ammontari di perequazione effettuata ai sensi del precedente comma 3, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.

1.5 La Cassa, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, salvo quanto disposto al successivo comma 6, decorsi 30 (trenta) giorni dalla comunicazione degli ammontari di perequazione effettuata ai sensi del precedente comma 3, eroga a ciascun esercente quanto dovuto, salvo quanto disposto al comma 42.10, secondo periodo del Testo integrato 2004-2007.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

1.6 In deroga a quanto disposto dal precedente comma 5, gli esercenti possono richiedere alla Cassa l'anticipata erogazione di quanto spettante, formulando una specifica richiesta scritta nella quale venga riscontrata la correttezza degli ammontari comunicati dalla Cassa ai sensi del precedente comma 3.

Articolo 2

Ulteriori rettifiche rilevanti ai fini della perequazione generale per l'anno 2005

2.1 I dati comunicati da Terna, dal Gestore dei servizi elettrici e dall'Acquirente unico alla data di pubblicazione della presente deliberazione, rilevanti ai fini della perequazione generale 2005, ai fini della determinazione degli ammontari di perequazione sono trattati quali dati definitivi.

2.2 I dati comunicati e validati dagli esercenti secondo quanto previsto dal precedente articolo 1, comma 2, ai fini della determinazione degli ammontari di perequazione sono trattati dalla Cassa quali dati definitivi.

2.3 Al soggetto responsabile di ulteriori rettifiche relativamente a grandezze rilevanti per la determinazione degli ammontari di perequazione e trattate quali definitive ai sensi dei precedenti commi 1 e 2, è applicata da parte della Cassa una indennità amministrativa pari all'1% del valore economico della rettifica, con un minimo pari all'importo di cui alla tabella 1 della deliberazione n. 95/07.

2.4 In relazione alle eventuali rettifiche di cui al precedente comma 3, la Cassa entro 30 giorni provvede ad applicare l'indennità prevista ed a quantificare gli effetti economici derivanti dalla rettifica. Tale quantificazione è comunicata all'Autorità per le determinazioni di competenza.

2.5 Le rettifiche di cui al comma 3 costituiscono violazione delle disposizioni di cui ai commi 1 e 2 del presente articolo e sono presupposto per l'avvio di un procedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95. A tal fine l'Autorità tiene conto delle ricadute della rettifica nei confronti dei terzi.

Articolo 3

Ammontari provvisori di perequazione generale per l'anno 2006

3.1 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, con riferimento all'anno 2006, sulla base dei dati già comunicati ai sensi del comma 42.6 del Testo integrato 2004-2007, con riferimento a ciascun esercente e a ciascun meccanismo di perequazione, la Cassa determina e comunica, il relativo ammontare di perequazione provvisorio. La Cassa può procedere ad effettuare dette comunicazioni separatamente, anche per i diversi meccanismi di perequazione.

3.2 Ciascun esercente, sulla base di quanto comunicato ai sensi dal precedente comma 1, può richiedere alla Cassa l'erogazione in acconto, salvo conguaglio, di un importo non superiore all'80% dell'ammontare di perequazione provvisorio. La richiesta può essere effettuata anche limitatamente ad un solo meccanismo di perequazione.

3.3 La Cassa provvede alla liquidazione dell'acconto entro 10 (dieci) giorni dalla richiesta di cui al precedente comma 2, nei limiti della disponibilità del relativo conto di gestione.

3.4 Nel caso di erogazione parziale dell'ammontare di acconto per carenza di disponibilità del conto di gestione, non si applicano le disposizioni di cui al comma 42.11 del Testo integrato 2004-2007.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 4
Ammontari definitivi di perequazione generale per l'anno 2006

4.1 Ai fini della determinazione degli ammontari definitivi di perequazione per l'anno 2006, entro il termine massimo di 60 giorni dall'entrata in vigore della presente deliberazione, Terna, il Gestore dei servizi elettrici e l'Acquirente Unico, in relazione alle attività di competenza, provvedono ad effettuare le operazioni di conguaglio connesse e funzionali all'adempimento di quanto previsto dal comma 29.2 del Testo integrato 2004-2007.

4.2 Entro 30 giorni dal termine di cui al precedente comma 1, con riferimento all'anno 2006, gli esercenti comunicano alla Cassa eventuali rettifiche e integrazioni ai dati precedentemente comunicati ai sensi del comma 42.6 del Testo integrato 2004-2006, ovvero confermano la correttezza dei medesimi.

4.3 Entro 10 (dieci) giorni lavorativi dalla comunicazione di cui al precedente comma 2, ovvero decorso inutilmente il termine di 30 giorni di cui al medesimo comma, con riferimento a ciascun esercente e a ciascun meccanismo di perequazione, la Cassa procede a determinare e a comunicare l'ammontare di perequazione definitivo.

4.4 Ciascun esercente, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, entro 30 (trenta) giorni dalla comunicazione degli ammontari di perequazione effettuata ai sensi del precedente comma 3, provvede a versare la Cassa quanto dovuto.

4.5 La Cassa, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, decorsi 60 (sessanta) giorni dalla comunicazione degli ammontari di perequazione effettuata ai sensi del precedente comma 3, eroga a ciascun esercente quanto dovuto, tenendo conto delle somme eventualmente già erogate a titolo di acconto ai sensi del precedente articolo 3, salvo quanto disposto al comma 42.10, secondo periodo, del Testo integrato 2004-2007.

4.6 Nel caso in cui la liquidazione totale delle somme dovute non possa essere completata entro 90 giorni dal termine di cui al precedente comma 5, la Cassa riconosce all'esercente, sulle somme ancora dovute, un interesse pari a quello fissato dal comma 42.11 del Testo integrato 2004-2007, calcolato a decorrere dal termine di cui al comma 2 del presente articolo.

4.7 Decorso il termine di cui al precedente comma 2, le disposizioni di cui all'articolo 2, commi 3, 4 e 5, si applicano anche con riferimento all'anno 2006.

Articolo 5
Differimento dei termini in materia di vincolo V1 e sospensione dei termini in materia di perequazione generale per l'anno 2007

5.1 I termini in materia di verifiche del rispetto del vincolo V1, di cui all'articolo 9 del Testo integrato 2004-2007, per l'anno 2007, sono differiti di 75 giorni.

5.2 I termini relativi alla perequazione generale, di cui all'articolo 42 del Testo integrato 2004-2007 e alla perequazione e conguagli annuali di cui alla Sezione 3 del TIV, con riferimento all'anno 2007, sono sospesi fino a successivo provvedimento dell'Autorità.

Articolo 6
Disposizioni relative alla perequazione delle cooperative

6.1 Le disposizioni di cui al presente provvedimento non si applicano in relazione alla perequazione delle cooperative di produzione e distribuzione di energia elettrica di cui all'articolo 4, comma 8, della legge n. 1643/62 che svolgono il servizio di distribuzione ai sensi di quanto disposto dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

6.2 Ai fini della perequazione generale delle cooperative di cui al comma 1 relativa agli anni 2005 e 2006, la Cassa da attuazione alla determina n. 1/08, con l'obbiettivo di completare almeno le attività di quantificazione degli ammontari di perequazione entro il 31 dicembre 2008.

6.3 Con successivo provvedimento l'Autorità disciplina le eventuali esigenze di assestamento delle partite economiche afferenti la perequazione generale conseguenti alle attività di cui al comma 2 del presente articolo.

Articolo 7

Disposizioni finali

7.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

7.2 Il presente provvedimento è trasmesso alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Milano, 17 giugno 2008

Il presidente: ORTIS

08A04903

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 20 giugno 2008.

Modifiche ed integrazioni all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 25 giugno 2007, n. 144/07 in materia di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale. (Deliberazione ARG/elt 79/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 20 giugno 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/55/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la legge 4 agosto 2006, n. 248;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (di seguito: decreto legge n. 73/07) convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: legge n. 125/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 23 settembre 1998, n. 120/98;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 22 luglio 2004, n. 126/04 contenente il "Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali";
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2006, n. 105/06 contenente il "Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali";
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2007, n. 144/07 (di seguito: deliberazione n. 144/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 156/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità garantisca la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità dell'energia elettrica e del gas, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo; l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95 prevede inoltre che l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi, dalla stessa regolati, da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi;
- l'articolo 2, comma 12, lettera l), della legge n. 481/95 assegna all'Autorità la funzione di pubblicizzare e diffondere la conoscenza dello svolgimento dei servizi dalla stessa regolati al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi e finali;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- l'Autorità ha emanato la deliberazione n. 144/07 il cui Allegato A contiene la "Disciplina per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481";
- l'Allegato A alla deliberazione n. 144/07 è applicabile a tutti i contratti di fornitura, anche congiunta, di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali e di durata pari o superiore ad un anno;
- l'articolo 2 del decreto legge n. 73/07 convertito, con modificazioni, dalla legge n. 125/07, ha istituito un regime di maggior tutela per i clienti finali domestici e per le piccole imprese (ovvero i clienti non domestici) connesse in bassa tensione quale servizio specifico di vendita ai clienti finali (di seguito: servizio di maggior tutela);
- in attuazione anche della ricordata previsione, l'Autorità ha emanato la deliberazione n. 156/07 il cui Allegato A contiene il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07" (di seguito: TIV);
- il TIV, in accordo al decreto legge n. 73/07 convertito, con modificazioni, dalla legge n. 125/07, definisce le caratteristiche dei clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;
- ai sensi dell'articolo 5, comma 5.2, del TIV hanno diritto alla maggior tutela:
  a. i clienti finali domestici titolari di punti di prelievo definiti nella tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lett. a) dello stesso TIV;
  b. le piccole imprese, vale a dire i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti ed un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro, purché tutti i punti di prelievo nella titolarità della singola impresa siano connessi in bassa tensione;
  c. i clienti finali titolari di applicazioni relative a sevizi generalizzati utilizzati dai clienti di cui alle precedenti lettere a. e b., limitatamente ai punti di prelievo dei medesimi servizi generali;
- il servizio di maggior tutela rappresenta un regime di tutela dei clienti finali civili e delle piccole imprese volto, oltre a quanto già sopra specificato, a garantire un'adeguata protezione comprendente misure atte a permettere di evitare l'interruzione della fornitura qualora tali clienti si trovino senza fornitore del mercato libero;
- le condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03 sono applicate ai clienti finali che non hanno mai esercitato la propria idoneità e sono comunque obbligatoriamente offerte, unitamente ad eventuali altre proposte contrattuali liberamente formulate dall'esercente la vendita, ai clienti finali domestici con consumi annui non superiori a 200.000 mc;
- l'articolo 4, comma 4.3, dell'Allegato A alla deliberazione n. 144/07 prevede che nel caso in cui il diritto di recesso sia manifestato senza il fine di cambiare esercente, il termine di preavviso previsto nel contratto proposto al cliente finale di cui al comma 4.2 non possa essere superiore a un mese;
- la tempistica di preavviso, di cui alla suddetta previsione, relativa al recesso manifestato senza il fine di cambiare esercente, è stata adottata sulla base della considerazione e della proposta, condivisa dai soggetti interessati, che nel caso di cessazione della fornitura non motivata dal cambio fornitore, quindi senza sostituzione nella stessa da parte di altro venditore, sia necessario che i termini di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso siano minimi;
- per mero errore materiale, il suddetto articolo 4, comma 4.3, non contempla tra i clienti finali destinatari anche i clienti finali di cui ai commi 3.1 e 4.1;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- diversi esercenti e clienti hanno segnalato che l'ottemperanza alla previsione di cui all'articolo 5, comma 5.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 144/07 – relativa alla trasmissione del recesso da parte del nuovo fornitore al precedente fornitore – possa risultare ostativa della concorrenza nel caso in cui il cliente finale non domestico decida di sciogliere il contratto di fornitura con il proprio fornitore, per cambio esercente, senza aver ancora stipulato un contratto con un nuovo fornitore: ciò in considerazione della difficoltà pratica di stipulare con largo anticipo, rispetto all'attivazione della nuova fornitura e per le tempistiche di preavviso applicabili allo scioglimento del contratto in essere, il contratto di fornitura con un nuovo esercente;
- l'articolo 4, comma 4.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 156/07 prevede che ciascun cliente avente diritto alla maggior tutela può richiedere all'esercente la maggior tutela l'attivazione del servizio e si può avvalere dell'esercente la maggior tutela per l'inoltro della comunicazione del recesso;
- i clienti finali non rientranti nell'ambito di applicazione dei Codici di condotta commerciale, per il potere contrattuale che può essere agli stessi riconosciuto, sono in grado di valutare il contenuto del contratto di fornitura ed in particolare le tempistiche di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso;
- la previsione di cui all'articolo 4, comma 4.4, e la previsione di cui all'articolo 6, comma 6.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 144/07 rappresentano previsioni di natura suppletiva in relazione ai termini di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso ed in tal senso derogabili dalle parti, in quanto emanate con la finalità sussidiaria di dotare le stesse di un mero criterio orientativo nella fase di negoziazione dei termini di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso del cliente finale o dell'esercente dal contratto di fornitura, soprattutto in considerazione della fase di iniziale applicazione della disciplina del recesso di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 144/07 ed al fine di evitare, in tale fase iniziale e transitoria, l'eventuale inconveniente pratico del difetto di qualsiasi regola concordata dalle parti nella loro autonomia a disciplina dei termini di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso;
- il suddetto articolo 4, comma 4.4, lascia libere le parti di determinare durata del contratto e termini di preavviso diversi da quelli in essa previsti e questi ultimi non costituiscono in alcun modo termini massimi di riferimento per la negoziazione;
- alcuni esercenti hanno comunque segnalato che la formulazione dell'articolo 4, comma 4.4, con particolare riferimento all'indicazione dei termini di preavviso in esso contenuti, ha determinato difficoltà interpretative ed applicative da parte degli esercenti stessi;
- l'Autorità, anche sulla base della propria attività di valutazione di reclami, istanze e segnalazioni provenienti da utenti o consumatori, singoli o associati, svolta ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lett. m), della legge n. 481/95, e delle istruttorie conoscitive avviate, ha inoltre preso atto che i clienti finali destinatari dei Codici di condotta commerciale, anche qualora diversi dai clienti finali domestici, non sono ancora dotati di un'efficace capacità di negoziare i propri contratti, alla luce dello stato di effettivo sviluppo della concorrenza; allo stesso tempo, l'Autorità ha verificato che i clienti finali diversi dai suddetti clienti stanno acquisendo una sempre maggiore consapevolezza della normativa, anche primaria, posta a presidio della garanzia di un mercato concorrenziale;
- l'articolo 6, comma 6.4, e l'articolo 10, comma 10.1, lett. c), dell'Allegato A alla deliberazione n. 144/07 contengono meri errori materiali;
- l'Autorità ha provveduto a pubblicare sul proprio sito internet www.autorita.energia.it alcuni chiarimenti in relazione alle previsioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 144/07.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Ritenuto che sia opportuno con riferimento all'Allegato A alla deliberazione n. 144/07:

- integrare le definizioni dell'articolo 1 per meglio rappresentare la differenza fra condizioni di mercato libero e permanenza di regimi di tutela ed in particolare:
  a. integrare l'articolo 1, comma 1.1, con la definizione di cliente in regime di tutela, da intendersi come il cliente finale gas cui sono applicate le condizioni economiche di cui alla deliberazione n. 138/03 o il cliente finale in maggior tutela e con la definizione di cliente non in regime di tutela, da intendersi come cliente finale diverso dal cliente servito in regime di tutela;
- modificare di conseguenza:
  a. le definizioni utilizzate nell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, nell'articolo 6, comma 6.3, nell'articolo 8, comma 8.1, e nell'10, comma 10.1, a seguito della definizione di cliente in maggior tutela, di cliente in regime di tutela e di cliente non in regime di tutela di cui all'articolo 1, comma 1.1;
- sostituire all'art. 4, comma 4.2, al posto del riferimento al cliente "che esercita la propria idoneità" il riferimento al cliente in regime di tutela e al cliente non in regime di tutela;
- integrare l'articolo 4, comma 4.3 - che prevede che il termine di preavviso non possa essere superiore a un mese nel caso di recesso manifestato senza il fine di cambiare esercente - con il riferimento anche ai clienti finali di cui ai commi 3.1 e 4.1, correggendo l'errore materiale della loro mancata comprensione nel comma 4.3 e uniformando quest'ultimo al successivo articolo 5, comma 5.2;
- abrogare l'articolo 4, comma 4.4, sull'esercizio del diritto di recesso da parte dei clienti finali non rientranti nell'ambito di applicazione dei Codici di condotta commerciale, in ragione della natura meramente suppletiva dello stesso ed in considerazione delle norme primarie già poste a presidio della garanzia di un mercato concorrenziale;
- abrogare l'articolo 6, comma 6.2, sull'esercizio del diritto di recesso da parte dell'esercente nei confronti di clienti finali non rientranti nell'ambito di applicazione dei Codici di condotta commerciale, in ragione della natura meramente suppletiva dello stesso;
- abrogare l'articolo 4, comma 4.6, a seguito delle suddette abrogazioni;
- modificare ed integrare la previsione di cui all'articolo 5, in materia di trasmissione della comunicazione di recesso da parte dell'esercente, prevedendo la facoltà per i clienti finali non domestici di inoltrare direttamente il recesso al proprio fornitore, con l'onere, in tal caso, di specificare che il recesso stesso viene esercitato per cambio esercente, in alternativa alla possibilità di inoltrarlo attraverso il nuovo venditore;
- abrogare conseguentemente l'articolo 5, comma 5.4;
- correggere l'errore materiale presente all'articolo 6, comma 6.4, sostituendo la preposizione articolata "dell' " con la preposizione articolata "dall' " e l'errore materiale presente all'articolo 10, comma 10.1, lett. c), sostituendo la preposizione articolata "alla" con la preposizione articolata "al";
- correggere l'errore materiale, presente all'articolo 10, comma 10.1, della mancata comprensione delle proposte contrattuali dei clienti finali domestici di gas naturale, secondo quanto comunque indicato nei chiarimenti sull'Allegato A alla deliberazione n. 144/07.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERA

1. di approvare le seguenti modifiche e integrazioni all'Allegato A alla deliberazione n. 144/07 come segue:

   a. all'articolo 1, comma 1.1, sono aggiunte le definizioni:
      - "cliente in regime di tutela" è il cliente finale al quale sono applicate le condizioni economiche di cui alla deliberazione n. 138/03 o il cliente servito in maggior tutela";
      - "cliente non in regime di tutela" è il cliente finale diverso dal cliente servito in regime di tutela";

   b. all'articolo 4, comma 4.1, alle parole "che ha esercitato la propria idoneità" sono sostituite le parole "in regime di tutela o non in regime di tutela";

   c. all'articolo 4, comma 4.2, dopo le parole"finale non domestico" sono aggiunte le parole "in regime di tutela o non in regime di tutela" e le parole ", che esercita la propria idoneità" sono soppresse;

   d. all'articolo 4, comma 4.3, dopo le parole "Nel caso in cui il diritto di recesso sia manifestato senza il fine di cambiare esercente," sono aggiunte le parole "ma al fine di cessare la fornitura ed i contratti ad essa collegati," e le parole "di cui al comma 4.2" sono sostituite dalle parole "di cui ai commi 3.1, 4.1 o 4.2";

   e. all'articolo 5, comma 5.2, dopo le parole "Qualora il cliente finale" è aggiunta la parola "domestico";

   f. all'articolo 5 è aggiunto il seguente comma 5.2 bis: "Qualora il cliente finale non domestico di cui ai commi 3.1 o 4.2 titolare di un contratto di fornitura eserciti il diritto di recesso al fine di cambiare esercente, si può avvalere del nuovo esercente per inoltrare la comunicazione di recesso al precedente fornitore. Il nuovo esercente procederà all'inoltro trascorsi, qualora applicabili, i tempi previsti per l'esercizio del diritto di ripensamento dall'articolo 12, commi 12.3 e 12.4, dell'Allegato A alla deliberazione 22 luglio 2004, n. 126/04 o dall'articolo 11, commi 3 e 4, dell'Allegato A alla deliberazione 30 maggio 2006, n. 105/06, specificandolo in calce al modulo predisposto per la specifica richiesta. Nel caso in cui il cliente finale non si avvalga del nuovo esercente per inoltrare la comunicazione di recesso al precedente fornitore, la comunicazione di recesso dovrà specificare che lo stesso viene esercitato per cambio esercente.";

   g. all'articolo 6, comma 6.3, le parole "finale che ha esercitato la propria idoneità" sono sostituite dalle parole "non in regime di tutela";

   h. all'articolo 6, comma 6.4, dopo le parole "Le modalità utilizzate", la preposizione articolata "dell' " è sostituita dalla preposizione articolata "dall' ";

   i. all'articolo 7, comma 7.1, le parole "di cui ai commi 3.1, 4.1, 4.2, 4.4, 6.1 e 6.2" sono sostituite dalle parole "di cui ai commi 3.1, 4.1, 4.2 e 6.1";

   j. all'articolo 8, comma 8.1, le parole "e/o di energia elettrica o il cliente finale non domestico di energia elettrica, connesso in bassa tensione, avente meno di cinquanta dipendenti e un fatturato annuo non superiore a dieci milioni di euro," sono sostituite dalle parole "o il cliente in maggior tutela";

   k. all'articolo 10, comma 10.1, lettera a), le parole "domestici e non domestici connessi in bassa tensione, aventi meno di cinquanta dipendenti e un fatturato annuo non superiore a dieci milioni di euro" sono sostituite dalle parole "in maggior tutela";

   l. all'articolo 10, comma 10.1, lettera c), dopo le parole "al primo rinnovo e comunque trascorsi non oltre 365 giorni dalla pubblicazione del presente provvedimento ai contratti già in essere", alla preposizione articolata "alla" è sostituita la preposizione articolata "al";

m. all'articolo 10, comma 10.1, lettera e), le parole "finali domestici e non domestici connessi in bassa tensione, aventi meno di cinquanta dipendenti e un fatturato annuo non superiore a dieci milioni di euro, sottoscritte a partire dal 1 luglio 2007." sono sostituite dalle parole "in maggior tutela, sottoscritte a partire dal 1° luglio 2007;";
n. all'articolo 10, comma 10.1, è aggiunta la seguente previsione: "f) alle proposte contrattuali di clienti finali domestici di gas naturale, sottoscritte a partire dal 1° ottobre 2007.";
o. i commi 4.4 e 4.6 dell'articolo 4, il comma 5.4 dell'articolo 5 e il comma 6.2 dell'articolo 6 sono soppressi;

2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;

3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo dell'Allegato A come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 20 giugno 2008

Il presidente: ORTIS

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Allegato A

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Disciplina del recesso dai contratti per la fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale ai clienti finali

Art. 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

- "cliente finale" è il cliente idoneo finale di energia elettrica e/o di gas naturale;
- "cliente finale domestico" è, per il settore elettrico, il cliente finale di cui all'articolo 2, comma 2.2, lett. a), dell'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04 e, per il settore gas naturale, il cliente finale di cui all'articolo 13, comma 13.3, della deliberazione 4 dicembre 2003, n. 138/03;
- "cliente finale che ha esercitato la propria idoneità" è il cliente finale che ha esercitato il diritto di potestativo di contrattare liberamente le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati, ivi compresa la scelta della controparte contrattuale;
- "cliente finale che non ha esercitato la propria idoneità" è il cliente finale diverso dal cliente finale che ha esercitato la propria idoneità anche qualora risulti assegnato al servizio di maggior tutela o al servizio di salvaguardia;
- "cliente in maggior tutela" è il cliente finale cui è erogato il servizio di maggior tutela ai sensi del decreto legge n. 73/07;
- "cliente in salvaguardia" è il cliente finale cui è erogato il servizio di salvaguardia ai sensi del decreto legge n. 73/07;
- "cliente in regime di tutela" è il cliente finale al quale sono applicate le condizioni economiche di cui alla deliberazione n. 138/03 o il cliente servito in maggior tutela;
- "cliente non in regime di tutela" è il cliente finale diverso dal cliente servito in regime di tutela;
- "contratto" è il contratto di fornitura di energia elettrica o di gas naturale al cliente finale;
- "contratto di fornitura congiunta" è il contratto unico per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale;
- "esercente" è il soggetto che svolge l'attività di vendita di energia elettrica e/o di gas naturale al cliente finale anche in regime di maggior tutela o di salvaguardia;
- "termine di decorrenza della comunicazione di recesso" è il termine da cui decorre il preavviso per l'esercizio del diritto di recesso;
- "diritto di recesso" è il diritto potestativo, riconosciuto alle parti, di recedere unilateralmente da un contratto di fornitura senza penalità e senza spese di chiusura;
- "contratti relativi ad utenze stagionali o ricorrenti" sono i contratti di durata inferiore all'anno;
- "proposta contrattuale" è la richiesta, completa di tutti gli elementi e formalizzata anche a mezzo della modulistica dell'esercente, con la quale il cliente finale richiede all'esercente la fornitura di energia elettrica e gas naturale anche congiunta.

Art. 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento disciplina l'esercizio del diritto di recesso dal contratto, anche se di fornitura congiunta, tra un cliente finale ed un esercente.

2.2 Il presente provvedimento non disciplina l'esercizio del diritto di recesso dai contratti relativi ad utenze stagionali o ricorrenti.

Art. 3
Diritto di recesso del cliente finale che non ha esercitato la propria idoneità e termini di preavviso

3.1 Il cliente finale che non ha esercitato la propria idoneità ha diritto di recedere dal contratto in qualsiasi momento con un preavviso di un mese.

Art. 4
Diritto di recesso del cliente finale che ha esercitato la propria idoneità e termini di preavviso

4.1 Il contratto proposto ad un cliente finale domestico in regime di tutela o non in regime di tutela, anche se di fornitura congiunta, contiene una clausola di recesso ed un termine di preavviso che non può essere superiore a un mese ed è esercitabile in qualsiasi momento.

4.2 Il contratto proposto ad un cliente finale non domestico in regime di tutela o non in regime di tutela alimentato in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale non superiori a 200.000 mc/anno, anche se di fornitura congiunta, contiene una clausola di recesso ed un termine di preavviso che non può essere superiore a tre mesi ed è esercitabile in qualsiasi momento.

4.3 Nel caso in cui il diritto di recesso sia manifestato senza il fine di cambiare esercente, ma al fine di cessare la fornitura ed i contratti ad essa collegati, il termine di preavviso previsto nel contratto proposto al cliente finale di cui ai commi 3.1, 4.1 o 4.2 non potrà essere superiore a un mese ed è esercitabile in qualsiasi momento.

4.4 abrogato

4.5 Qualora il contratto di fornitura congiunta per effetto del combinato disposto dell'articolo 2, comma 2.2, lett. a), dell'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04 e dell' articolo 13, comma 13.3 della deliberazione 4 dicembre 2003, n. 138/03 sia riconducibile contemporaneamente alle previsioni dei precedenti commi 4.1 e 4.2, il diritto di recesso deve essere esercitato secondo i termini di preavviso previsti al comma 4.2.

4.6 abrogato

Art. 5
Modalità di esercizio del diritto di recesso da parte del cliente finale

5.1 La volontà di esercitare il diritto di recesso deve essere manifestata dal cliente finale interessato in forma scritta, con inoltro secondo le modalità previste dal contratto. Le modalità messe a disposizione del cliente finale per l'esercizio del diritto di recesso devono essere tali da permettere la verifica dell'effettiva ricezione della comunicazione di recesso da parte dell'esercente.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

5.2 Qualora il cliente finale domestico titolare di un contratto di fornitura eserciti il diritto di recesso al fine di cambiare esercente, si avvale del nuovo esercente per inoltrare la comunicazione di recesso al precedente fornitore. Il nuovo esercente procederà all'inoltro trascorsi, qualora applicabili, i tempi previsti per l'esercizio del diritto di ripensamento dall'articolo 12, commi 12.3 e 12.4, dell'Allegato A alla deliberazione 22 luglio 2004, n. 126/04 o dall'articolo 11, commi 3 e 4, dell'Allegato A alla deliberazione 30 maggio 2006, n. 105/06, specificandolo in calce al modulo predisposto per la specifica richiesta.

5.2*bis* Qualora il cliente finale non domestico di cui ai commi 3.1 o 4.2 titolare di un contratto di fornitura eserciti il diritto di recesso al fine di cambiare esercente, si può avvalere del nuovo esercente per inoltrare la comunicazione di recesso al precedente fornitore. Il nuovo esercente procederà all'inoltro trascorsi, qualora applicabili, i tempi previsti per l'esercizio del diritto di ripensamento dall'articolo 12, commi 12.3 e 12.4, dell'Allegato A alla deliberazione 22 luglio 2004, n. 126/04 o dall'articolo 11, commi 3 e 4, dell'Allegato A alla deliberazione 30 maggio 2006, n. 105/06, specificandolo in calce al modulo predisposto per la specifica richiesta. Nel caso in cui il cliente finale non si avvalga del nuovo esercente per inoltrare la comunicazione di recesso al precedente fornitore, la comunicazione di recesso dovrà specificare che lo stesso viene esercitato per cambio esercente.

5.3 Qualora il cliente finale titolare di un contratto di fornitura eserciti il diritto di recesso non al fine di cambiare esercente, ma al fine di cessare la fornitura ed i contratti ad essa collegati, inoltra direttamente il recesso al proprio fornitore.

5.4 abrogato

Art. 6

Diritto di recesso unilaterale dell'esercente

6.1 Il contratto proposto ad un cliente finale di cui ai commi 4.1 e 4.2, anche se di fornitura congiunta, può contenere una clausola di recesso ed un termine di preavviso per l'esercizio del diritto di recesso da parte dell'esercente. Il preavviso non potrà essere inferiore a sei mesi ed è esercitabile in qualsiasi momento.

6.2 abrogato

6.3 Il diritto di recesso dell'esercente può essere esercitato solo relativamente a un contratto concluso con un cliente non in regime di tutela.

6.4 Il diritto di recesso deve essere manifestato dall'esercente in forma scritta, con inoltro secondo le modalità previste dal contratto. Le modalità utilizzate dall'esercente per la manifestazione del diritto di recesso devono essere tali da permettere la verifica dell'effettiva ricezione della comunicazione di recesso da parte del cliente finale.

Art. 7

Decorrenza del termine di preavviso

7.1 Il termine di preavviso di cui ai commi 3.1, 4.1, 4.2 e 6.1 decorre a partire dal primo giorno del primo mese successivo a quello di ricevimento della comunicazione di recesso da parte dell'esercente o del cliente finale.

7.2 Il termine di preavviso di cui al comma 4.3 decorre dalla data di ricevimento della comunicazione di recesso da parte dell'esercente.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Art. 8

Revoca della proposta contrattuale

8.1 Qualora il cliente finale domestico di gas naturale o il cliente in maggior tutela sottoscriva una proposta contrattuale irrevocabile, la stessa sarà considerata vincolante per un tempo massimo di quarantacinque giorni dalla sua sottoscrizione, fatto salvo un termine più breve contenuto nella proposta stessa.

8.2 Trascorso tale termine senza che l'esercente abbia espressamente accettato la proposta di cui al comma precedente, quest'ultima si deve considerare revocata. Le modalità utilizzate dall'esercente per accettare la proposta devono essere tali da permettere la verifica dell'effettiva ricezione della comunicazione da parte del cliente finale.

Art. 9

Disposizione transitoria

9.1 In relazione a quanto previsto dall'articolo 9, comma 9.2, dell'Allegato A alla deliberazione 16 ottobre 2003, n. 118/03, dall'articolo 4, comma 4.6, dell'Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 e dall'articolo 29, comma 29.2, della deliberazione 29 luglio 2004, n. 138/04 in vigore fino al giorno 30 settembre 2007 e dall'articolo 28, comma 28.1, della deliberazione 29 luglio 2004, n. 138/04 in vigore dal giorno 1° ottobre 2007, i riferimenti contenuti nel presente provvedimento a termini di preavviso non superiori a un mese, o comunque a termini di preavviso non superiori o non inferiori a multipli di un mese, devono intendersi fatti rispettivamente a un intero mese e a un multiplo di un intero mese.

9.2 Il comma 9.1 non si applica alla fattispecie rappresentata al comma 4.3.

Art. 10

Entrata in vigore

10.1 Le previsioni del presente provvedimento si applicano:

a) ai contratti di fornitura di energia elettrica ai clienti finali in maggior tutela, conclusi a partire dal 1° luglio 2007 o già in essere alla stessa data;

b) ai contratti di fornitura di energia elettrica ai clienti finali diversi da quelli di cui alla lettera a) e ai contratti di fornitura di gas naturale a tutti i clienti finali, conclusi a partire dal 1° ottobre 2007;

c) al primo rinnovo e comunque trascorsi non oltre 365 giorni dalla pubblicazione del presente provvedimento ai contratti già in essere al momento della pubblicazione o conclusi entro il 30 settembre 2007 relativi a clienti finali di cui alla lettera b);

d) ai contratti di fornitura congiunta con la tempistica più favorevole al cliente finale fra quelle previste alle lettere precedenti;

e) alle proposte contrattuali di clienti in maggior tutela, sottoscritte a partire dal 1° luglio 2007;

f) alle proposte contrattuali di clienti finali domestici di gas naturale, sottoscritte a partire dal 1° ottobre 2007.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

10.2 La previsioni in materia di recesso di cui alla deliberazione 26 maggio 1999, n. 78/99, come successivamente integrata e modificata, alla deliberazione 20 ottobre 1999, n. 158/99, alla deliberazione 7 agosto 2001, n. 184/01 come successivamente integrata e modificata, e alla deliberazione 30 giugno 2004, n. 107/04, si intendono integralmente abrogate dal presente provvedimento secondo le tempistiche previste al comma 10.1.

08A04904

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 23 giugno 2008.

Obblighi di natura informativa per gli esercenti i servizi di pubblica utilità nel settore energetico. Definizione di un protocollo informatico unificato per la trasmissione di dati e documenti. Creazione di un elenco pubblico degli esercenti recante dati essenziali ai fini dell'informazione di utenti e consumatori. (Deliberazione GOP 35/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 giugno 2008

Visti:

- la legge 24 novembre 1981, n. 689 (di seguito: legge n. 689/81);
- la legge 7 agosto 1990, n. 241, come successivamente modificata ed integrata;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- la legge 30 dicembre 2004, n. 312 e in particolare l'articolo 18, comma 24 (di seguito: legge n. 312/04);
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266, e in particolare l'articolo 1, comma 68 *bis*, come introdotto dall'articolo 39 *quinquies* della legge 23 febbraio 2006, n. 51 (di seguito: legge n. 266/05);
- i decreti legislativi 16 marzo 1999, n. 79/99 e 23 maggio 2000, n. 164/00;
- il decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 (di seguito: decreto legislativo: n. 196/03);
- il decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82;
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: dPR n. 445/00);
- il decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 21 luglio 2005;
- l'articolo 2638 del Codice Civile;
- le deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 dicembre 2001 n. 310/01 e n. 311/01, come successivamente modificate e integrate;
- la deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2005, n. 154/05;
- la deliberazione dell'Autorità 19 giugno 2006, n. 117/06;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2007, n. 143/07.

Considerato che:

- ai fini dell'esercizio delle potestà di regolazione risulta essenziale, anche in ragione dell'estensione e della dinamicità dei settori dell'energia elettrica e del gas dovuta al processo di promozione della concorrenza e di sviluppo del mercato, che l'Autorità disponga di un'anagrafica completa e costantemente aggiornata degli esercenti;
- le attività dirette a realizzare la base dati di cui al precedente alinea sono state sino ad oggi svolte dalle singole unità organizzative dell'Autorità in rapporto alle specifiche esigenze di gestione di attività istituzionali alle stesse intestate; allo stato il quadro normativo risulta sufficientemente consolidato per consentire una modalità unitaria di acquisizione di dati per la formazione e l'aggiornamento dell'anagrafica dei soggetti operanti nei settori;
- l'esigenza di formare una base dati nei termini di cui sopra risulta ulteriormente accresciuta in ragione dell'attribuzione all'Autorità della potestà di determinazione e di riscossione, ordinaria e coattiva, del contributo previsto per la copertura del proprio fabbisogno finanziario, ai sensi dell'articolo 1, comma 68 bis, della legge n. 266/05 e dell'articolo 2, comma 40, della legge n. 481/95, come modificato dall'articolo 18, comma 24 della legge n. 312/04;
- la complessità dei settori di competenza dell'Autorità, nonché le esigenze di semplificazione nella gestione dei flussi informativi, rendono necessario l'impianto di un protocollo di comunicazione di tipo informatico per la trasmissione di documenti necessari all'alimentazione della base dati;

- il processo di piena liberalizzazione della domanda, in particolar modo nella sua fase di prima applicazione, ai fini della tutela del consumatore richiede che siano garantiti flussi informativi di supporto all'assunzione di decisioni ponderate di posizionamento nel mercato.

Ritenuto che sia necessario:

- attivare, attraverso specifiche richieste di trasmissione di dati, un flusso informativo che consenta di creare una base dati, costantemente aggiornata, attraverso la quale formare l'anagrafica dei soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- acquisire gli elementi conoscitivi essenziali per l'esercizio dei poteri e dei compiti dell'Autorità, a cominciare da quelli strumentali all'amministrazione del regime di contribuzione per la copertura del fabbisogno finanziario dell'Autorità medesima.

Ritenuto inoltre che sia opportuno:

- basare le modalità di trasmissione e aggiornamento degli elementi conoscitivi di cui sopra sull'implementazione di un protocollo informatico, da sviluppare nell'ottica della dematerializzazione delle comunicazioni dei flussi informativi tra l'Autorità e gli esercenti, ciò consentendo la loro razionalizzazione e semplificazione, attraverso il ricorso a modalità semplificate di trasmissione degli elementi conoscitivi di cui sopra per gli esercenti di minore dimensione;
- prevedere l'inserimento delle imprese regolate, su base facoltativa, in un elenco accessibile al pubblico da rendere disponibile nel sito internet dell'Autorità e che le informazioni, comunque siano, debbano conseguentemente essere qualificate come un mero supporto alle valutazioni del cliente finale, non surrogandole in alcun modo;
- procedere alla pubblicazione di un calendario delle raccolte dati previste per l'esercizio dei compiti istituzionali dell'Autorità, in concomitanza con la pubblicazione del Piano operativo annuale; e che tale calendario, sia pure non necessariamente esaustivo, tenuto conto delle possibili esigenze emergenti a fini di regolazione, sia finalizzato ad informare con anticipo i soggetti interessati per la programmazione delle loro attività, facilitando le interazioni con l'Autorità

DELIBERA

TITOLO I - Disposizioni generali

Articolo 1
Finalità

1.1 Con il presente provvedimento l'Autorità persegue l'obiettivo di:

a) definire e organizzare il flusso di informazioni strumentale all'esercizio delle proprie funzioni istituzionali;
b) unificare e semplificare le modalità di acquisizione di dati, informazioni, notizie e documenti, assicurandone certezza e riservatezza e contenimento degli oneri a carico degli operatori;
c) rendere disponibile un flusso informativo strumentale all'esigenza di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti e dei consumatori finali.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 2
Oggetto

2.1 Per la realizzazione delle finalità di cui al precedente articolo 1, con il presente provvedimento si dispone:

a) di richiedere dati e informazioni ai fini del censimento dei soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e di quelli tenuti al pagamento del contributo di cui all'articolo 2, comma 38, lettera b), della legge n. 481/95;
b) di definire vincoli di aggiornamento periodico dei dati e delle informazioni sub a);
c) di istituire un protocollo informatico per la trasmissione di quanto sub a) e sub b) e, più in generale, per l'adempimento alle richieste di informazioni disposte dall'Autorità nell'ambito di procedimenti amministrativi per l'adozione di provvedimenti generali o individuali di sua competenza o comunque dagli uffici ai fini dell'esercizio delle proprie competenze;
d) di istituire un elenco, accessibile al pubblico, degli esercenti i servizi di pubblica utilità del settore energetico.

TITOLO II – Obblighi di natura informativa

Articolo 3
Esercenti assoggettati a poteri di regolazione dell'Autorità

3.1 A titolo ricognitivo, per esercenti assoggettati a poteri di regolazione nella competenza dell'Autorità si debbono intendere:

a) i soggetti operanti in uno qualsiasi dei segmenti della filiera dei settori dell'energia elettrica e il gas;

b) i soggetti operanti in attività economiche non rientranti nel novero di quelle sub a) assoggettati a specifici poteri intestati all'Autorità;

c) organismi ai quali l'Autorità attribuisce specifici compiti per l'esercizio delle proprie finalità.

3.2 Gli obblighi di cui al presente provvedimento si applicano ai soggetti di cui all'articolo 3.1, lettera a).

Articolo 4
Obblighi a carico dei soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas

4.1 I soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas di cui all'articolo 3.1, lettera a) inviano, nel rispetto delle modalità e delle cadenze di cui alle successive disposizioni del presente provvedimento, le seguenti informazioni anagrafiche:

(i) ragione sociale;
(ii) natura giuridica;
(iii) gruppo societario di appartenenza;
(iv) anno di costituzione;
(v) settore di attività;
(vi) sede legale;
(vii) sedi operative;
(viii) numero di partita IVA;
(ix) codice fiscale;
(x) sito internet;
(xi) e-mail;

(xii) dati di iscrizione alla CCIAA (data, sede, numero, settori di attività indicati nell'Albo di iscrizione);
(xiii) legale rappresentante.

Articolo 5
Obblighi a carico dei soggetti tenuti alla contribuzione

5.1 I soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas, come individuati nel precedente articolo 3.1 lett. a), per le attività indicate all'articolo 2 della deliberazione dell'Autorità n. 143/07, ferma restando l'osservanza delle disposizioni in materia di determinazione e riscossione del contributo destinato alla copertura del fabbisogno finanziario dell'Autorità, trasmettono telematicamente entro il 15 settembre di ciascun anno, i dati relativi alla contribuzione secondo quanto previsto nel Titolo III del presente provvedimento.

5.2 I soggetti che non trasmettono i dati relativi alla contribuzione secondo il protocollo informatico di comunicazione sono comunque tenuti ad inviare entro il termine di cui sopra la dichiarazione ai sensi di legge di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 143/07.

5.3 Per tutto quanto non modificato dal presente provvedimento restano valide ed efficaci le disposizioni di cui alla deliberazione n. 143/07. Con determinazione del Direttore Generale dell'Autorità, è stabilito o modificato l'elenco minimo delle informazioni per la dichiarazione di cui alla medesima deliberazione n. 143/07.

Articolo 6
Modificazioni e aggiornamento dei flussi informativi

6.1 Ogni variazione nelle informazioni di cui all'articolo 4 trasmesse in adempimento degli obblighi di cui al presente provvedimento deve essere comunicata, secondo le modalità definite nel successivo Titolo III, entro e non oltre quindici giorni dalla conoscibilità e certezza degli elementi che ne sono oggetto.

6.2 Qualora si verifichino vicende modificative interessanti i soggetti operanti nei settori dell'elettricità e del gas tenuti agli obblighi informativi di cui al presente provvedimento quali, a titolo esemplificativo, scissioni o fusioni, i nuovi soggetti risultanti da tali vicende modificative devono effettuare la procedura di accreditamento di cui al successivo Titolo III. L'adempimento deve essere posto in essere entro e non oltre quindici giorni dall'entrata in operatività del nuovo soggetto.

Articolo 7
Sanzioni per l'inottemperanza agli obblighi derivanti dal presente provvedimento

7.1 La mancata ottemperanza agli obblighi di cui al presente provvedimento, salvo che il fatto costituisca reato, può costituire presupposto per l'irrogazione, da parte dell'Autorità, di sanzioni amministrative, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. c) della legge n. 481/95.

7.2 Ai fini della commisurazione delle citate sanzioni, le violazioni degli obblighi derivanti da tale provvedimento, attesa la strumentalità degli stessi obblighi al corretto e regolare esercizio delle funzioni e delle attività intestate all'Autorità, sono considerate, ai sensi dell'articolo 11 della legge n. 689/81, della massima gravità.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

7.3 La mancata ottemperanza ai predetti obblighi, ove costituisca consapevole e sistematica sottrazione all'esercizio della funzione di vigilanza dell'Autorità, può rilevare ai fini della configurabilità del reato di "Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza", di cui all'art. 2638 codice civile.

TITOLO III –Protocollo informatico per la trasmissione e l'aggiornamento delle informazioni

Articolo 8
Protocollo informatico di comunicazione

8.1 Agli obblighi di natura informativa previsti nei precedenti articoli 4 e 5 si adempie attraverso l'utilizzo di un protocollo informatico di comunicazione (di seguito: PDC) predisposto dall'Autorità.

8.2 Le disposizioni di dettaglio in ordine al funzionamento del PDC sono definite in apposite istruzioni tecniche pubblicate nel sito internet dell'Autorità.

Articolo 9
Abilitazione all'utilizzo del PDC

9.1 Entro il 31 luglio 2008, i soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, di cui all'articolo 3.1 lettera a), ad eccezione di quelli indicati nell'articolo 16.2 della deliberazione n. 11/07 si dotano di un certificato digitale pubblico emesso esclusivamente da certificatori accreditati dal CNIPA (Centro Nazionale per l'Informatica nella Pubblica Amministrazione) e utilizzano tale certificato per accreditarsi al PDC e adempiere agli obblighi informativi di cui al Titolo II.

9.2 Entro il 31 luglio 2008, gli esercenti di cui all'articolo 16.2 della deliberazione n. 11/07 possono accreditarsi al PDC anche senza l'utilizzo di un certificato digitale e adempiere agli obblighi informativi di cui al Titolo II.

9.3 A partire dall'1 agosto 2008 gli esercenti assoggettati a poteri di regolazione dell'Autorità di cui all'articolo 3.1, lettera a), del presente provvedimento sono tenuti a comunicare attraverso il PDC ogni variazione delle informazioni trasmesse in sede di prima applicazione, come disposto al precedente articolo 6, comma 1.

TITOLO IV - Elenco pubblico degli esercenti attività assoggettate a regolazione

Articolo 10
Elenco degli esercenti

10.1 Per le finalità indicate nell'articolo 1, comma 1, lettera c), l'Autorità pubblica in una apposita sezione del proprio sito *internet* un elenco degli esercenti del settore energetico (di seguito: l'elenco).

10.2 All'elenco accedono i soggetti di cui al precedente articolo 3, comma 1, lettera a).

10.3 Con riferimento ad ognuno dei soggetti riportati nell'elenco, vengono rese disponibili le informazioni di cui all'articolo 4, comma 1, punti da (i) a (xii).

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 11
Valore giuridico delle informazioni

11.1 L'inserimento nell'elenco non ha alcun valore abilitativo rispetto all'esercizio delle attività economiche sottoposte a regolazione.

11.2 La pubblicazione delle informazioni contenute nell'elenco costituisce un mero supporto conoscitivo e non comporta alcuna valutazione, e conseguente garanzia, in ordine alla serietà e correttezza degli esercenti inclusi.

TITOLO V – Disposizioni organizzative e finali

Articolo 12
Calendario delle rilevazioni dati

12.1 Con determinazione del Direttore generale, è pubblicato annualmente, in concomitanza con l'emanazione del Piano operativo dell'Autorità, il calendario delle raccolte dati previste da parte degli Uffici della medesima Autorità.

Articolo 13
Pubblicazione ed entrata in vigore

13.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 giugno 2008

Il presidente: ORTIS

08A04906

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 24 giugno 2008.

Modificazioni e integrazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 16 giugno 2006, n. 113/06, in materia di riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-*bis*, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99. (Deliberazione ARG/elt 80/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 24 giugno 2008

Visti:

- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 42/02);
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04, e la relativa relazione tecnica;
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2005, n. 101/05, e la relativa relazione tecnica;
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06 (di seguito: deliberazione n. 113/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 327/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 328/06;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: Testo Integrato Trasporto);
- la lettera del 20 novembre 2007, prot. Autorità n. RM/M07/5520, con cui l'Autorità ha chiesto al Consiglio di Stato, tra l'altro, un parere sul riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE;
- il parere n. 4390/2007 rilasciato dalla sezione terza del Consiglio di Stato in data 27 maggio 2008 (di seguito: parere n. 4390/2007).

Considerato che:

- il titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92 prevede che il prezzo di cessione definito dal medesimo provvedimento venga aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi;
- i soggetti responsabili degli impianti alimentati da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica alla società Gestore dei servizi elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 (di seguito: convenzioni di cessione destinata) non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02 e, pertanto, assoggettati all'obbligo previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: l'obbligo) sostengono costi aggiuntivi conseguenti a successive modifiche normative;
- l'applicazione delle disposizioni di cui al titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 comporta, comunque, ulteriori aumenti degli oneri a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, alimentato dalla componente tariffaria A3;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- l'Autorità, con la deliberazione n. 113/06, ha definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dal rispetto dell'obbligo limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE in forza del titolo II, punto 3, del medesimo provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata;
- i criteri di cui al precedente alinea si basano su principi di efficienza e perseguono l'obiettivo di minimizzare l'entità dei maggiori oneri posti a carico dei clienti finali;
- l'Autorità, con lettera del 20 novembre 2007, ha richiesto al Consiglio di Stato, tra l'altro, un parere sull'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 e, in particolare, se il medesimo si applichi limitatamente ai primi otto anni di esercizio, durante i quali viene riconosciuta l'ulteriore componente di cui al Titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92 al fine di coprire i maggiori costi di investimento, ovvero se sia legittimo estendere il riconoscimento dei maggiori costi per l'intera durata delle convenzioni di cessione destinata;
- il Consiglio di Stato, con parere n. 4390/2007, tra l'altro, ha ritenuto opportuno che l'Autorità provveda all'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 per l'intera durata delle convenzioni di cessione destinata.

Ritenuto opportuno:

- modificare e integrare la deliberazione n. 113/06, tenuto conto del parere n. 4390/2007 espresso dal Consiglio di Stato, affinché i criteri già definiti con la medesima deliberazione n. 113/06 per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dal rispetto dell'obbligo trovino applicazione per tutta l'energia elettrica ceduta al GSE nell'ambito delle convenzioni di cessione destinata e per la loro intera durata

DELIBERA

1. di modificare la deliberazione n. 113/06 nei seguenti punti:
   - al punto 1 e al punto 2, lettera b), le parole "ceduta al Gestore del sistema elettrico in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata" sono sostituite dalle seguenti "ceduta al GSE nell'ambito di convenzioni di cessione destinata";
   - al punto 2 e al punto 3, le parole "Direzione Energia Elettrica" sono sostituite dalle seguenti "Direzione Mercati";
   - al punto 4, le parole "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 59, comma 59.1, lettera b), del Testo integrato" sono sostituite dalle seguenti "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto".
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

Milano, 24 giugno 2008

Il presidente: ORTIS

08A04905

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 27 giugno 2008.

Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2008 delle tariffe di fornitura dei gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata. (Deliberazione ARG/gas 83/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 giugno 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 52/99);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/gas 41/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 41/08).

Considerato che:

- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 41/08, l'indice J_t , relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, non ha registrato una variazione, in valore assoluto, maggiore del 5%.

Ritenuto che:

- sia necessario, per il trimestre luglio-settembre 2008, confermare le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione n. 52/99

DELIBERA

1. di confermare, per il terzo trimestre (luglio - settembre) 2008, le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99, come aggiornate per il trimestre aprile – giugno 2008 dalla deliberazione ARG/gas 41/08;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dall'1 luglio 2008.

Milano, 27 giugno 2008

Il presidente: Ortis

08A04907

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 27 giugno 2008.

Condizioni economiche di fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela: aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2008. Disposizioni relative alla disciplina del fondo a copertura degli oneri derivanti dall'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza (FGUI), di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08. (Deliberazione ARG/gas 84/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 giugno 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 settembre 2006 (di seguito decreto ministeriale 29 settembre 2006);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02 (di seguito: deliberazione n. 195/02) , come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2006, n. 65/06 (di seguito: deliberazione n. 65/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 205/06 (di seguito: deliberazione n. 205/06);
- la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2006, n. 239/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 320/06 (di seguito: deliberazione n. 320/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 39/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008, ARG/gas 52/08.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 3 del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2007, n.125 prevede, tra l'altro, che l'Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità *"a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta"*;
- tale previsione conferma l'assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità con le deliberazioni n. 195/02, n. 207/02 e n. 138/03.

Considerato inoltre che:

- con la deliberazione n. 79/07 l'Autorità:
  a) ha rideterminato i criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, riprovvedendo agli aggiornamenti relativi al periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 ed il 31 marzo 2007;
  b) ha disposto, all'articolo 1, commi 1.9 e 1.10, che gli esercenti l'attività di vendita recuperino, nel rispetto delle condizioni ivi previste, l'ammontare relativo ai parziali conguagli a favore dei clienti finali stabiliti ai sensi delle deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06, rinviando a successivo provvedimento la fissazione delle modalità con le quali gli esercenti effettueranno i conguagli derivanti dalle disposizioni di cui alla medesima deliberazione;
- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 39/08 l'indice dei prezzi di riferimento I_t, relativo al gas naturale, ha registrato una variazione maggiore, in valore assoluto, del 2,5%;
- l'articolo 2, comma 6, lettera b), del decreto ministeriale 29 settembre 2006 stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità determini per i fornitori grossisti di ultima istanza modalità di copertura degli oneri relativi ai costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio eventualmente non coperti dalle componenti previste nella deliberazione n. 138/03;
- con la deliberazione ARG/gas 39/08 l'Autorità ha istituito:
  a) con decorrenza 1 aprile 2008, un corrispettivo unitario variabile CFGUI, pari a 0,007788 €/GJ, come maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della deliberazione n. 138/03 al fine di avviare la raccolta del gettito a copertura degli oneri relativi al periodo ottobre 2006 - marzo 2007 di cui al precedente considerato;
  b) un apposito fondo presso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa), alimentato dal gettito derivante dall'applicazione della maggiorazione di cui al precedente alinea, le cui modalità di gestione e di erogazione ai soggetti aventi diritto sono disciplinate da un successivo provvedimento dell'Autorità.

Ritenuto che sia necessario:

- per il trimestre luglio-settembre 2008, in virtù della variazione dell'indice I_t sopra riportata rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 39/08, modificare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 138/03, relativamente al corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione;
- definire le disposizioni per il versamento, da parte degli esercenti l'attività di vendita al dettaglio di gas naturale, del corrispettivo unitario variabile CFGUI, di cui alla deliberazione ARG/gas 39/08, all'apposito fondo istituito presso la Cassa denominandolo "Fondo Oneri Fornitore Grossista di Ultima Istanza" (di seguito: fondo OFGUI);
- definire le modalità di gestione del suddetto fondo OFGUI e rinviare a successivo provvedimento le modalità di erogazione ai soggetti aventi diritto, ai sensi dell'articolo 2, comma 6, lettera b), del decreto ministeriale 29 settembre 2006, dell'ammontare loro dovuto a copertura degli oneri relativi ai costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio non coperti dalle componenti previste nella deliberazione n. 138/03

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERA

Articolo 1

Disposizioni relative all'aggiornamento per il terzo trimestre (1 luglio 30 settembre) 2008 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

1.1 Per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2008, le condizioni economiche di fornitura del gas naturale, determinate ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) n. 138/03, relativamente al corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione, aumentano di 0,0757 centesimi di euro/MJ (0,757 euro/GJ); tale aumento è pari a 2,9160 centesimi di euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/mc.

Articolo 2

Disposizioni relative alla disciplina del fondo a copertura degli oneri derivanti dall'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza

2.1 Gli esercenti l'attività di vendita al dettaglio di gas naturale versano le somme relative all'applicazione del corrispettivo unitario variabile $CFGUI_t$ di cui all'articolo 2 della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 39/08 all'apposito fondo istituito presso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) ai sensi dell'articolo 3 della medesima deliberazione ARG/gas 39/08 e definito come Fondo Oneri Fornitore Grossista di Ultima Istanza, entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre.
2.2 Gli esercenti l'attività di vendita al dettaglio di gas naturale trasmettono alla Cassa entro il termine di cui al precedente comma 2.1, i dati relativi agli importi fatturati oggetto dell'applicazione del corrispettivo unitario variabile $CFGUI_t$ con indicazione dei periodi e dei volumi a cui si riferisce la fatturazione;
2.3 L'erogazione delle somme ai soggetti aventi diritto ai sensi dell'articolo 2, comma 6, lettera b), del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 settembre 2006, a copertura degli oneri relativi ai costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio non coperti dalle componenti previste nella deliberazione n. 138/03, saranno disciplinate da un successivo provvedimento dell'Autorità.
2.4 A decorrere dall'1 ottobre 2008, la Cassa trasmette trimestralmente all'Autorità un rapporto sulla gestione del fondo di cui al comma 2.1, fornendo elementi utili per la determinazione del livello di gettito raggiunto.

Articolo 3

Pubblicazione ed entrata in vigore

3.1 Il presente provvedimento, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), entra in vigore l'1 luglio 2008.

Milano, 27 giugno 2008

Il presidente: ORTIS

08A04908

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 27 giugno 2008.

Aggiornamento per il terzo trimestre 2008 (1° luglio-30 settembre) delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela. (Deliberazione ARG/elt 85/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 giugno 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico S.p.A. e direttive alla medesima società;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 novembre 2007, recante determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2008, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2007, recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2008 e direttive all'Acquirente unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2008.

Visti:

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 118/03);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2006, n. 165/06;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2007, n. 110/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 110/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 237/07;
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 329/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 331/07;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- le deliberazioni dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, n. 350/07, n. 351/07 e n. 352/07;
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/com 34/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 56/08);
- la deliberazione dell'Autorità 17 giugno 2008, ARG/elt 78/08.

Viste:

- la comunicazione della società Acquirente unico S.p.A. (di seguito: l'Acquirente unico) dell'11 giugno 2008, prot. Autorità n. 17535 del 16 giugno 2008;
- la comunicazione della società Acquirente unico del 18 giugno 2008, prot. Autorità n. 18402 del 23 giugno 2008;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 18 giugno 2008, prot. Autorità n. 18389 del 23 giugno 2008;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 18 giugno 2008, prot. Autorità n. 18392 del 23 giugno 2008;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 18 giugno 2008, prot. Autorità n. 18393 del 23 giugno 2008;
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 18 giugno 2008, prot. Autorità n. 18534 del 23 giugno 2008;
- la comunicazione di Terna del 19 giugno 2008, prot. Autorità n. 18315 del 20 giugno 2008;
- la nota della Direzione Mercati 26 maggio 2008, prot. 15378, alle imprese distributrici le cui reti alimentano più di 100.000 clienti finali (di seguito: nota alle imprese distributrici);
- la nota della Direzione Mercati 26 maggio 2008, prot. 15379, agli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali (di seguito: nota agli esercenti la maggior tutela);
- la nota della Direzione Mercati 26 maggio 2008, prot. 15380, alle principali società esercenti la vendita di energia elettrica ai clienti finali del mercato libero connessi in bassa tensione (di seguito: nota alle società di vendita).

Considerato che:

- il TIV definisce disposizioni in materia di servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 125/07;
- ai sensi dell'articolo 7 del TIV il servizio di maggior tutela, tra l'altro, prevede l'applicazione di:
    a) corrispettivo PED;
    b) corrispettivo PPE;
    c) componente UC1;

  aggiornati e pubblicati trimestralmente dall'Autorità;
- il corrispettivo PED è determinato coerentemente con la finalità di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti cui è effettivamente erogato tale servizio;
- gli elementi PE e PD del corrispettivo PED sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi sostenuti o che si stima saranno sostenuti dall'Acquirente unico rispettivamente per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- relativamente al valore ed alla stima dei costi sostenuti e da sostenere dall'Acquirente unico per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela viene fatto riferimento ai consuntivi ed alle stime dei costi mensili nell'anno 2008 formulati da Terna; e che tali valori devono ancora scontare un'aspettativa di riduzione, sebbene limitata in entità, del costo mensile prospettico a seguito della revisione di alcuni meccanismi di remunerazione delle risorse nel mercato del servizio di dispacciamento, nonché di azioni di contenimento degli oneri su tale mercato in aree particolarmente critiche del sistema elettrico nazionale;
- l'entrata in vigore del TILP ha modificato, a partire dall'1 aprile 2008, la struttura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica; e, in particolare, il costo sostenuto dall'Acquirente unico per i clienti finali in maggior tutela localizzati in aree di riferimento nelle quali molti clienti finali sono serviti nel mercato libero dipende significativamente dalla distribuzione tra le diverse fasce orarie di ciascun bimestre convenzionale dei consumi dei clienti finali serviti nella maggior tutela;
- al fine di permettere la copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica sostenuti dall'Acquirente unico, con la deliberazione ARG/elt 56/08 è stato dato mandato al Direttore della Direzione Mercati affinché provvedesse alla raccolta degli elementi necessari ai fini dell'aggiornamento del profilo di consumo standard utilizzato per la definizione dei corrispettivi PED non differenziati per fasce orarie (di seguito: corrispettivi PED monorari); ciò in ragione del fatto che attualmente nell'ambito del servizio di maggior tutela vi è la possibilità per i clienti finali i cui misuratori consentano una rilevazione per fasce orarie di optare per corrispettivi PED monorari o differenziati per fascia oraria; e che i clienti che optano per corrispettivi PED monorari sono normalmente caratterizzati da un consumo tendenzialmente più concentrato nelle ore di punta rispetto a quello medio della tipologia;
- con la nota alle imprese distributrici, la nota agli esercenti la maggior tutela e la nota alle società di vendita sono state richieste le informazioni necessarie ai fini dell'aggiornamento del profilo di consumo utilizzato per la definizione dei corrispettivi PED monorari di cui al precedente alinea;
- a partire dall'aggiornamento per il secondo trimestre 2008 (1 aprile – 30 giugno) l'Autorità ha adottato una nuova metodologia di calcolo del recupero, determinato come differenza tra la stima dei costi annui di approvvigionamento dell'Acquirente unico e la stima del gettito del corrispettivo PED su base annua come rivalutata in occasione dei successivi aggiornamenti, tenuto conto degli importi derivanti dal conguaglio del *load profiling*, ai sensi della deliberazione n. 118/03 e del TILP;
- il comma 13.2 del TIV prevede che, ai fini delle determinazioni degli elementi PE e PD e del corrispettivo PED, l'Acquirente unico invii all'Autorità la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi all'anno solare, nonché la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti nel medesimo periodo;
- sulla base delle informazioni ricevute dagli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali che hanno risposto alla nota agli esercenti la maggior tutela e delle informazioni ricevute dall'Acquirente unico, l'importo del recupero è stimato pari a circa 168 milioni di euro, di cui 150 milioni di euro sono riconducibili ai costi di acquisto dell'energia elettrica e i rimanenti 18 milioni di euro sono riconducibili ai costi di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico;
- relativamente al periodo gennaio - dicembre 2007, sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico, si evidenzia come i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente unico per l'approvvigionamento di energia elettrica siano complessivamente superiori ai costi stimati, a partire dai dati a suo tempo comunicati dal medesimo soggetto, ai fini della determinazione della componente CCA per il primo semestre 2007 e del corrispettivo PED nel secondo semestre 2007 per un importo residuo ad oggi quantificabile in circa 187 milioni di euro;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- il differenziale residuo emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità nei trimestri precedenti) ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – dicembre 2007 deve essere recuperato tramite la componente UC1, già attiva, di cui comma 1.1 del TIV;
- gli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato relativi agli anni 2004 e 2005, nonché gli squilibri residui del sistema di perequazione dei medesimi costi relativi all'anno 2006 sulla base dei dati fino ad ora disponibili, risultano interamente recuperati;
- in base al punto 6 della deliberazione n. 110/07, l'Autorità aggiorna e pubblica, contestualmente agli aggiornamenti trimestrali, i valori di spesa annua, calcolata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Ritenuto opportuno:

- aggiornare, anche tenuto conto delle informazioni ricevute dai soggetti che hanno risposto alle note inviate dalla Direzione Mercati, il profilo di consumo medio della tipologia di clienti di cui al comma 2.3, lettera c), del TIV (clienti finali "piccole imprese") serviti in maggior tutela utilizzato per il calcolo dei corrispettivi monorari applicati a tali clienti;
- dimensionare le aliquote di recupero da applicare agli elementi PE e PD del corrispettivo PED in modo da recuperare gli importi nei successivi sei mesi;
- modificare in aumento la stima del costo medio annuo di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto al secondo trimestre dell'anno 2008, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PE;
- modificare in aumento la stima del costo medio annuo di dispacciamento dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto al secondo trimestre dell'anno 2008, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PD secondo quanto specificato nel precedente considerato;
- confermare il livello della componente UC1 in vigore nel secondo trimestre 2008, mantenendo l'obiettivo di coprire entro la fine dell'anno 2008 gli oneri in capo al Conto UC1 relativi all'anno 2007 con la conseguente estinzione della medesima componente, salvo necessità di ulteriori recuperi di competenza del mercato vincolato che dovessero insorgere

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1. Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del TIV.

Articolo 2
Fissazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

1. I valori dell'elemento PE e dell'elemento PD per il terzo trimestre 2008 (1 luglio – 30 settembre) sono fissati nelle *Tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2* e *2.3* allegate al presente provvedimento.
2. I valori del corrispettivo PED per il terzo trimestre 2008 (1 luglio – 30 settembre) sono fissati nelle *Tabelle 3.1, 3.2 e 3.3* allegate al presente provvedimento.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 3
Aggiornamento della componente UC1

1. I valori della componente UC1 per il terzo trimestre 2008 (1 luglio – 30 settembre) sono fissati nelle *Tabelle 4.1* e *4.2* allegate al presente provvedimento.

Articolo 4
Disposizioni transitorie e finali

1. La tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07, per il terzo trimestre 2008 (1 luglio – 30 settembre) è sostituita con la *Tabella 5* allegata al presente provvedimento.
2. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dall'1 luglio 2008.

Milano, 27 giugno 2008

Il presidente: ORTIS

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 1.1: Elemento PE per i clienti finali a cui si applicano corrispettivi PED monorari

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	9,930
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	8,582
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,109

Tabella 1.2: Elemento PE per i clienti finali a cui si applicano corrispettivi PED per fascia

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	13,277	10,291	6,714
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	13,635	10,238	6,728

Tabella 1.3: Elemento PE per i clienti finali a cui si applicano corrispettivi PED biorari

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	12,762	8,511
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	13,635	8,266

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 2.1: Elemento PD per i clienti finali a cui si applicano corrispettivi PED monorari

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,842
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,839
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,840

Tabella 2.2: Elemento PD per i clienti finali a cui si applicano corrispettivi PED per fascia

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,875	0,875	0,875
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,875	0,875	0,875

Tabella 2.3: Elemento PD per i clienti finali a cui si applicano corrispettivi PED biorari

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,842	0,842
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,875	0,875

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 3.1 Corrispettivi PED monorari

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	10.772
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	9.421
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11.949

Tabella 3.2: Corrispettivi PED per fascia

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	14.152	11.166	7.589
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	14.510	11.113	7.603

Tabella 3.3: Corrispettivi PED biorari

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	13.604	9.353
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	14.510	9.141

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 4.1: Componente UC1

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		UC1	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,441
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW		
	per consumi annui fino a 1800 kWh		
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh		
	per consumi annui oltre 3540 kWh		
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti		
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,441
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione		
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,441
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,441

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 4.2: Componente UC1 per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT

	UC1
	(centesimi di euro kWh)
Alluminio primario	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 5: Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (valori espressi in euro)

Consumo annuo (kWh)	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione di residenza	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione non di residenza	Cliente con potenza impegnata 4,5 kW
1.200	164,43	298,78	320,12
2.700	417,72	573,74	595,09
3.500	635,22	720,39	741,73
4.500	897,72	903,70	925,04
7.500	1.447,65	1.453,63	1.474,97

Spesa annua calcolata sulla base dei corrispettivi aggiornati al 3° trimestre 2008

08A04909

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

DELIBERAZIONE 27 giugno 2008.

Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2008 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Integrazioni al Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011. (Deliberazione ARG/elt 86/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 giugno 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea 13 ottobre 2003, n. 2003/87/CE e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: direttiva 2003/87/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione, con modifiche, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 (di seguito: legge n. 83/03);
- la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314 (di seguito: legge n. 368/03);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80 di conversione, con modifiche, del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (di seguito: legge n. 80/05);
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: la legge n. 244/07);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 19 dicembre 1995;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito:l'Autorità) 23 dicembre 2002, n. 227/02;
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04;
- la deliberazione dell'Autorità 9 agosto 2004, n. 148/04;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2004, n. 231/04, recante istituzione di una componente a copertura degli oneri derivanti dalle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4 della legge 24 dicembre 2003, n. 368, e misure attuative (di seguito: deliberazione n. 231/04);
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, 34/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2005, n. 54/05;
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2005, n. 144/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 luglio 2005, n. 163/05;
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 13 ottobre 2005, n. 217/05, come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 286/05 e dalla deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2006, n. 128/06;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2006, n. 40/06;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2006, n. 190/06, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 318/06;

- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 321/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: deliberazione n. 156/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 4 luglio 2007, n. 167/07;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2007, n. 266/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come modificato e integrato con deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, n. ARG/elt 30/08, (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 352/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 353/07 (di seguito: deliberazione n. 353/07);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 24/08);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 38/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 38/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08, come modificata e integrata con deliberazione dell'Autorità 20 maggio 2008, ARG/elt 63/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 48/08;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2008, ARG/elt 49/08;
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 55/08 (di seguito, deliberazione ARG/elt 55/08);
- la deliberazione dell'Autorità 29 maggio 2008, ARG/elt 71/08;
- il Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP), approvato con la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08 (di seguito: TISP);
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 77/08);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2008, ARG/elt 85/08;
- il parere n. 4390/2007 rilasciato dalla sezione terza del Consiglio di Stato in data 27 maggio 2008 (di seguito: parere n. 4390/2007);
- la comunicazione congiunta del Gestore Servizi Elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) e della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 10 giugno 2008, prot. GSE/P20080017897, prot. generale Autorità n. 18949 del 26 giugno 2008 (di seguito: comunicazione 10 giugno 2008);
- la comunicazione della Cassa del 17 giugno 2008, prot. n. 001249, ricevuta dall'Autorità in data 19 giugno 2008, prot. generale n. 018126;
- la comunicazione della Sogin del 21 maggio 2008, prot. generale n. 18426 del 23 giugno 2008 (di seguito: comunicazione 21 maggio 2008).

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Considerato che:

- con deliberazione n. 353/07 l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa per l'erogazione di 100 milioni di euro alla Sogin, da effettuarsi entro il 15 gennaio 2008, a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue;
- con successiva deliberazione ARG/elt 38/08, l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa di provvedere all'erogazione di ulteriori 150 milioni di euro alla Sogin, a valere sul medesimo Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue;
- le erogazioni di cui ai precedenti alinea sono state disposte a fronte delle spese straordinarie previste nel corso del 2008 per il riprocessamento all'estero del combustibile nucleare irraggiato;
- a fronte di tali spese straordinarie le disponibilità finanziarie di competenza della commessa nucleare presso Sogin non risultano adeguate a coprire i costi ordinari fino al 31 dicembre 2008, come confermato dalle previsioni contenute nella comunicazione 21 maggio 2008;
- con la deliberazione ARG/elt 55/08, l'Autorità ha riconosciuto a consuntivo per l'anno 2007 i costi sostenuti da Sogin per le attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dimesse, di chiusura del ciclo del combustibile e attività connesse e conseguenti in misura pari a 178,2 milioni di euro, nonché le imposte imputabili alle medesime attività;
- la medesima deliberazione ARG/elt 55/08 prevede che, per la copertura dei costi riconosciuti di cui ai precedenti alinea, Sogin utilizzi gli acconti nucleari, al netto dei ricavi derivanti da cessioni e sopravvenienze realizzati nell'esercizio 2007 e dei proventi finanziari di competenza della commessa nucleare;

Considerato che:

- con la deliberazione ARG/elt 24/08, l'Autorità ha definito i criteri per la definizione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi di cui all'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 e ha quantificato il valore medio del medesimo prezzo di cessione per l'anno 2007;
- il punto 5 della deliberazione ARG/elt 24/08 prevede che i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici (di seguito: GSE) per il ritiro dei certificati verdi in applicazione dell'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07, sono posti dal GSE a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo integrato (di seguito: Conto A3), dandone comunicazione all'Autorità, sulla base di dati a preventivo e a consuntivo, almeno con cadenza annuale;
- il comma 8.1 del TISP prevede che la differenza tra i costi sostenuti dal GSE e i ricavi ottenuti dal medesimo GSE in applicazione dello scambio sul posto è posta a carico del Conto A3;
- il Consiglio di Stato, con parere n. 4390/2007, ha ritenuto opportuno che l'Autorità, per l'intera durata delle convenzioni di cessione destinata Cip n. 6/92, provveda al riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, secondo criteri idonei a incentivare i produttori a negoziare in maniera efficiente i titoli di emissione di CO2, con l'obiettivo di minimizzare l'entità dei maggiori oneri posti a carico dei clienti finali;
- con la deliberazione ARG/elt 77/08 l'Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE;
- il comma 6.4 della deliberazione ARG/elt 77/08 prevede che il rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del medesimo provvedimento viene operato dalla Cassa a valere sul Conto A3;

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

- si stima che la somma degli oneri a carico del Conto A3 derivanti dalle disposizioni di cui alle deliberazioni ARG/elt 24/08 e ARG/elt 77/08 sia prossima, per il 2008, a 100 milioni di euro e sia in consistente aumento a partire dall'anno 2009;
- il TISP ha effetti a decorrere dal 1 gennaio 2009;
- il GSE, rispetto ai dati forniti in vista dell'aggiornamento per il secondo trimestre 2008, con la citata comunicazione del 10 giugno 2008 ha rivisto al ribasso le proprie stime di onere di competenza 2008 in capo al Conto A3, per un importo in linea con i maggiori oneri di cui al precedente punto;
- i prezzi rilevanti per il calcolo del prezzo medio del combustibile convenzionale in relazione al quale è aggiornata la componente di costo evitato di combustibile degli impianti incentivati ai sensi del provvedimento Cip 6/92, hanno mostrato negli ultimi mesi forti rialzi, rendendo probabile, nel corso del 2009, un conguaglio a favore dei produttori Cip 6/92 rispetto al costo evitato di combustibile riconosciuto in acconto nel 2008, con conseguente aggravio di oneri in capo al conto A3;
- non si rilevano sostanziali variazioni relativamente al fabbisogno degli altri oneri afferenti il sistema elettrico;
- l'articolo 4, comma 1, della legge n. 368/03, prevede "misure di compensazione territoriale (...), fino al definitivo smantellamento degli impianti, a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare";
- l'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 prevede che l'ammontare complessivo annuo delle misure di compensazione territoriale sia definito mediante la determinazione di un'aliquota della componente della tariffa elettrica pari a 0,015 centesimi di euro per ogni chilowattora consumato, con aggiornamento annuale sulla base degli indici Istat dei prezzi al consumo;
- con deliberazione n. 231/04, l'Autorità ha introdotto di una specifica componente tariffaria (di seguito: componente MCT) ai fini dell'applicazione del prelievo di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03, espressa in centesimi di euro/kWh e arrotondata al secondo decimale, in coerenza con le altre componenti della tariffa elettrica;
- con deliberazione n. 353/07 l'Autorità ha aggiornato, per l'anno 2008, il valore del prelievo di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03, fissandolo pari a 0,0162 centesimi di euro/kWh ed ha confermato il valore della componente MCT pari a 0,02 centesimi di euro/kWh;
- a partite dall'1 gennaio 2008, per effetto delle disposizioni del Testo integrato approvato con deliberazione n. 348/07, alcune componenti della tariffa elettrica espresse in centesimi di euro/kWh prevedono tre decimali dopo la virgola;
- il comma 74.4 del Testo integrato prevede che a ciascun cliente finale, ammesso a beneficiare di regimi tariffari speciali ai sensi delle disposizioni dei commi 74.1 e 74.2 del medesimo Testo integrato, sia versata una componente tariffaria compensativa calcolata ai sensi del medesimo comma 74.4 ed aggiornata in coerenza con le disposizioni di cui al comma 74.5 del Testo integrato;
- con deliberazione ARG/elt 47/08 l'Autorità ha introdotto disposizioni specifiche per la società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai fini del calcolo e dell'aggiornamento della componente compensativa di cui al comma 74.4 del Testo integrato.

Ritenuto opportuno:

- dare mandato alla Cassa di provvedere, entro il 31 luglio 2008, all'erogazione alla Sogin di 150 milioni di euro a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato;
- confermare per il terzo trimestre 2008 il valore delle componenti tariffarie A e UC previsto per il secondo trimestre 2008, come definite nella deliberazione ARG/elt 38/08;
- prevedere che, a partire dall'1 luglio 2008, anche la componente MCT, espressa in centesimi di euro/kWh, preveda tre decimali dopo la virgola;

- prevedere che per il trimestre luglio – settembre 2008 gli addebiti per la parte riferita al servizio di vendita di cui al comma 74.4 del Testo integrato, salvo quanto previsto per le Ferrovie dello Stato S.p.A. dall'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08, siano aggiornati ai sensi del comma 74.5 del medesimo Testo integrato, con riferimento ai corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato in vigore al 30 giugno 2007, aggiornati coerentemente con le variazioni delle condizioni economiche per l'approvvigionamento dell'energia elettrica che si applicano ai clienti ammessi al servizio di maggior tutela
- modificare il Testo integrato per tener conto delle disposizioni introdotte con le deliberazioni ARG/elt 24/08 e ARG/elt 77/08, nonché dal TISP

DELIBERA

Articolo 1
Disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico

1.1 La Cassa, entro il 31 luglio 2008, provvede all'erogazione di 150 milioni di euro alla Sogin a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a) del Testo integrato.

Articolo 2
Componenti tariffarie

2.1 I valori delle componenti tariffarie A, UC ed MCT, per il trimestre luglio – settembre 2008, sono fissati come indicato nelle Tabelle 1, 2, 3 e 4 allegate al presente provvedimento.

Articolo 3
Disposizioni in materia di regimi tariffari speciali

3.1 Salvo quanto disposto con deliberazione ARG/elt 47/08, per il trimestre luglio – settembre 2008, ai fini del computo della componente compensativa prevista dal comma 74.4 del Testo integrato, i corrispettivi relativi al servizio di vendita di cui al medesimo comma 74.4 aggiornati ai sensi del comma 74.5, sono pari ai corrispettivi in vigore al 30 giugno 2007 aggiornati, limitatamente alle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento, espresse in centesimi di euro/kWh, tramite i coefficienti correttivi fissati nella Tabella 5 allegata al presente provvedimento.

Articolo 4
Integrazioni del Testo integrato

4.1 Al comma 56.2 del Testo Integrato sono aggiunte le seguenti lettere:

" k. i costi, sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per il ritiro dei certificati verdi in applicazione dell'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07, ai sensi del punto 5 della deliberazione n. ARG/elt 24/08;

l. la differenza tra i costi sostenuti dal GSE e i ricavi ottenuti dal medesimo GSE in applicazione dello scambio sul posto, ai sensi del comma 8.1 del Testo integrato scambio sul posto;

m. gli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE e riconosciuti ai sensi della deliberazione n. ARG/elt 77/08."

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Articolo 5
Disposizioni finali

5.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal 1 luglio 2008.

5.2 L'Allegato A della deliberazione n. 348/07 con le integrazioni di cui al presente provvedimento è pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 27 giugno 2007

Il presidente: ORTIS

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 1: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5

A2

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh – per consumi mensili entro limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e non oltre limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e non oltre limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione					
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW					
	per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,110			
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh	-	0,660			
	per consumi annui oltre 3540 kWh	-	0,390			
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti	-	0,390			
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,210	0,210	0,210	0,210
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione					
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,300	-	-	-
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	371,85	0,150	0,150	0,150	0,150
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,150	0,150	-	-
lettera e)	Altre utenze in media tensione	371,85	0,150	0,150	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	371,85	0,168	0,084	0,084	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	371,85	0,168	0,084	0,084	-

A3

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	Aliquota complessiva: centesimi di euro/punto di prelievo per anno	Aliquota complessiva: centesimi di euro/kWh – per consumi mensili entro limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e non oltre limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e non oltre limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh	Quota parte di cui al comma 47.5 del Testo integrato: centesimi di euro/kWh – per consumi mensili entro limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e non oltre limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e non oltre limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione									
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW									
	per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,332				0,092			
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh	-	1,955				0,092			
	per consumi annui oltre 3540 kWh	-	1,157				0,092			
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti	-	1,157				0,092			
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	1,132	1,132	1,132	1,132	0,092	0,170	0,030	0,092
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione									
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,897	-	-	-	0,092			
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	4.469,37	1,216	1,216	1,216	1,216	0,092	0,140	0,140	0,092
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,897	0,897	-	-	0,092	0,030		
lettera e)	Altre utenze in media tensione	3.718,79	0,998	0,998	-	-	0,092	0,030	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	4.689,96	0,924	0,914	0,043	-	0,092	0,029	0,004	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	4.689,96	0,924	0,914	0,043	-	0,092	0,029	0,004	-

A4

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh – per consumi mensili entro limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e non oltre limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e non oltre limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione					
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW					
	per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,040			
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh	-	0,240			
	per consumi annui oltre 3540 kWh	-	0,140			
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti	-	0,140			
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,220	0,220	0,220	0,220
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione					
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,220	-	-	-
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,220	0,220	0,220	0,220
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,220	0,220	-	-
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	0,220	0,220	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	0,221	0,220	0,007	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	0,221	0,220	0,007	-

A5

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh – per consumi mensili entro limiti di 4 GWh	per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e non oltre limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e non oltre limiti di 12 GWh	per consumi mensili in eccesso a 12 GWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione					
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW					
	per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,010			
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh	-	0,070			
	per consumi annui oltre 3540 kWh	-	0,040			
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti	-	0,040			
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,020	0,020	0,020	0,020
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione					
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,030	-	-	-
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	366,68	0,010	0,010	0,010	0,010
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,010	0,010	-	-
lettera e)	Altre utenze in media tensione	366,68	0,010	0,010	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	366,68	0,010	0,010	-	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	366,68	0,010	0,010	-	-

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 2: Componente tariffaria A6

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	*centesimi di euro per punto di prelievo /mese*	*centesimi di euro/kW/mese*	*centesimi di euro/kWh*
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	3,46	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,055
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	4,01		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW		6,86	
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,055
lettera e)	Altre utenze in media tensione	668,56		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 100 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 100 kW		22,11	
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	4.011,37		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		37,11	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		28,28	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		0,71	
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	4.011,37		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		37,11	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		28,28	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		0,71	

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 3: Componenti tariffarie UC3, UC4, UC6 e MCT

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		UC3		UC4		UC6			MCT	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro / kW/anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,070			-	80,64	0,020	-	0,017
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW									
	per consumi annui fino a 1800 kWh			-	0,010					
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh			-	0,100					
	per consumi annui oltre 3540 kWh			-	0,050					
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti			-	0,050					
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,070	-	-	-	-	0,070	-	0,017
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione									
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,070	-	0,030	682,08	-	0,020	-	0,017
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,070	-	0,030	682,08	-	0,020	-	0,017
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,030	-	-	-	-	0,050	-	0,017
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	0,030	-	0,020	39.638,28	-	-	-	0,017
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	0,020	-	0,010	-	-	-	-	0,017
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	0,020	-	0,010	-	-	-	-	0,017

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 4: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, UC e MCT per i soggetti di cui al comma 73.2 del Testo integrato

	A2	*A3*		*A4*	*A5*	*A6*	*UC3*		*UC4*	*UC6*			*MCT*
	(centesimi di euro/kWh)	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kW/anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*
		Aliquota complessiva	*Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato*										
Alluminio primario							0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,017
di cui: per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	0,168	0,924	*0,030*	0,00	0,010	0,000							
per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 5 GWh	0,084	0,914	*0,029*	0,00	0,010	0,000							
per consumi mensili in eccesso a 5 GWh e nei limiti di 13 GWh	0,084	0,043	*0,004*	0,00	0,000	0,000							
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)							0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,017
di cui: per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	0,168	0,924	*0,030*	0,221	0,010	0,061							
per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 5 GWh	0,084	0,914	*0,029*	0,220	0,010	0,031							
per consumi mensili in eccesso a 5 GWh e nei limiti di 13 GWh	0,084	0,043	*0,004*	0,007	0,000	0,031							
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,000	0,000	*0,000*	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,017
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,000	0,000	*0,000*	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,017

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

Tabella 5: Coefficienti di aggiornamento di cui all'articolo 3

Per punti di prelievo dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3	
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F1	1,2595
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F2	1,3686
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F3	1,3553

08A04910

ITALO ORMANNI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G803148/1) Roma, 2008 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

— presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;

— presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sul sito www.ipzs.it, al collegamento rete di vendita (situato sul lato destro della pagina).

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2008 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:		
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€ **438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€ **239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:		
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€ **309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€ **167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:		
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€ **68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€ **43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:		
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€ **168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€ **91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:		
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€ **65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€ **40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:		
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€ **167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€ **90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, ed ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€ **819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€ **431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€ **682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€ **357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla *Gazzetta Ufficiale* - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2008.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
	serie generale	€ 1,00
	serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€ 1,50
	supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€ **295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,00)	- semestrale	€ **162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€ **85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€ **53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo		€ **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5%		€ **180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione)	€ 18,00	

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

COPIA TRATTA DA GURITEL — GAZZETTA UFFICIALE ON-LINE

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.

€ 7,00